نظم الحماية الكهربية

علم و فن

ا . د محمود جيلاني

كلية الهندسة - جامعة القاهرة

هذه النسخة الوقفية مهداة الى شهداء ثورات الربيع العربي في تونس و مصر و اليمن و ليبيا و سوريا



إهداء

إلى شهيد القرآن مصطفى الصاوي (مصر)

و إلى الشهيد محمد البوعزيزى (تونس)

والى الشهيد البطل المهدى زيو (ليبيا)

والى الشهيد الطفل حمزة الخطيب (سوريا)

والى سيدة اليمن توكل كرمان (اليمن)

تمهيد

تعتبر دراسة الموضوعات المتعلقة بحماية الشبكات الكهربية من أمتع الموضوعات بين كافة دراسات القوى الكهربية، فهى بحق الأكثر أهمية ، والأكثر شمولية ، والأكثر إثارة فى نفس الوقت.

فأما كونها الأكثر أهمية ، فلأن أى خطأ فى منظومة الحماية يمكن – إذا لم يكتشف بالسرعة الكافية – أن يؤدى إلى دمار لأجزاء كبيرة من المنظومة ، في حين أن أى خطأ فى بقية منظومات القوى الكهربية الأخرى يمكن تداركه إذا كان نظام الحماية محكماً، ومن هنا نقول إنها الأكثر أهمية.

وأما كونها الأكثر شمولية ، فلأن أى دارس لموضوعات الوقاية الكهربية يحتاج إلى معرفة شاملة بدرجات متفاوتة بكافة الفروع الأخرى فى منظومة القوى الكهربية ، فأنت حين تدرس مثلاً وقاية المولدات الكهربية فإنه يلزمك حتماً دراسة المولدات الكهربية وخصائصها من المراجع الخاصة بالآلات الكهربية ، وهكذا عند دراسة بقية عناصر الشبكة. ومن هنا نقول إن موضوعات الوقاية هى الأكثر شمولية.

وأما كونها الأكثر إثارة ، فلأن الأعطال التى تحدث بمنظومة القوى الكهربية كثيرة ومتنوعة ومتغيرة فى نفس الوقت فلكل عطل ظروفه. ومن ثم يجد مهندس الوقاية نفسه دائماً أمام أحداث جديدة شبه يومية ، وعلى مهندس الوقاية أن يُعمل فكره وعلمه وخبرته دائماً لتحليل هذه المشكلات المتجددة ، فأمامه كل يوم شئ جديد خلافاً لكثير من الفروع الأخرى التى تتكرر فيها الحوادث بعد فترة وتصبح أموراً روتينية بلا متعة.

ومن هنا فإن موضوعات الوقاية كما قلنا هى الأكثر أهمية والأكثر شمولية والأكثر إثارة ومتعة بين كافة دراسات القوى الكهربية.

لماذا هذا الكتاب؟

هذا الكتاب محاولة لإيجاد مرجع باللغة العربية بحيث تتحقق فيه السمات الثلاثة السابق ذكرها لموضوعات الوقاية: الأهمية، والشمولية والإثارة العقلية وذلك لخدمة المهندس العربي. وسيجد القارئ الحدود الدنيا المطلوبة لفهم متطلبات الوقاية معروضة بصورة مبسطة ومختصرة فى كل فصل من فصول الكتاب ، ويقدم أيضا نماذج لمشكلات عملية وواقعية كثيرة خلال الفصول.

والكتاب يقدم أسلوبا جديدا فى عرض المعلومات لا يسلك فيه المسلك الأكاديمى المعتمد على المعادلات الرياضية والتحليلات المعقدة ، والأمثلة المحلولة الذى اعتادت أن تكتفى به المراجع المماثلة ، لكنه يقدم معلومات قيمة من واقع الشبكات الكهربية ، ويسلك مسلكا يعتمد على الفهم والمنطق فى الشرح .

لمن هذا الكتاب؟

هذا الكتاب كتب أساساً لطلاب السنوات النهائية فى أقسام الكهرباء ، وكذلك للمهندسين عامة و لمهندسي الكهرباء على وجه أخص ، بحكم أنهم الأكثر تعاملا مع الشبكات الكهربية ، لكن .. ونظراً لأهمية الموضوع فقد روعي في أسلوب كتابته أن يكون مبسطاً ، إلى درجة أن أجزاء كبيرة منه تناسب القارئ العادى حتى غير المهندسين منهم. كما أن كتابته باللغة العربية جعلته أيضاً مناسباً لقطاع عريض من الفنيين المتخصصين الباحثين عن فهم أساسيات ما يقومون به دون معوق من لغة أو تعقيد في الشرح. ولاشك أن الكتاب يمكن أن يستعين به طلاب الجامعات والمعاهد للفهم الشامل لموضوع الوقاية ولن يجدوا مشكلة فى التعامل مع لغة الكتاب لأنها ببساطة هى اللغة التى يسمعونها فى المحاضرات.

لغة الكتاب

لغة هذا الكتاب هى العربية ، ولذا فقد ففكرت فى البداية أن أستخدام اللغة العربية فقط فى الكتابة ، ولكنى استبعدت هذا الاختيار نظرا للتجارب السابقة فى هذا المجال ، والتى يكاد المرء يحتاج عند قراءتها إلى قواميس لفهم بعض المصطلحات المقدمة باللغة العربية ، حتى صارت لغة الكتاب العربي أصعب من لغة المراجع الأجنبية!!!!. ولذا فلابد من الأخذ بالمصطلحات باللغة الإنجليزية والتى صار أغلب المهندسين على علم جيد بها ، ربما أكثر بكثير من المرادفات العربية.

و قد كان أمامى أكثر من طريقة لدمج اللغتين معاً : ففكرت أولا أن أكتب المصطلح باللغة العربية وبين قوسين ترجمته وذلك فى كل صفحات الكتاب. ولكن وجدت أن ذلك سيكون فيه نوع من التكرار. ثم استقر بى الأمر أن أستخدم الترجمة العربية فقط فى مواضع قليلة من الكتاب ، على أن يتم ذكر المصطلح باللغة الإنجليزية وبدون ترجمة فى أغلب صفحات الكتاب ، و لا يخفى على أحد أن هذه الطريقة هى الطريقة المستخدمة فى كافة جامعاتنا : فالكتاب الجامعى مكتوب باللغة الإنجليزية ، والأستاذ يشرح كل شىء باللغة العربية عدا المصطلحات ، وهو الأسلوب الذى اتبعته هنا.

فمثلاً سيجد القارئ أن كلمة Overcurrent Relay تكتب ضمن السياق بدون ترجمة كأن نقول مثلا : "ونستخدم فى هذه الحالة Overcurrent Relay لأنه الأفضل فى اكتشاف هذه النوعية من الأعطال... " ، هكذا بدون ترجمة ، حيث من المؤكد أن هذه المصطلحات معلومة للجميع. وسيجد القارئ أن هذا أسهل فى القراءة بدلاً من تكرار الترجمة العربية خاصة أن الترجمة قد تكون طويلة. وتجدر الإشارة إلى أن هذا الأسلوب هو ما أوصت به المؤتمرات الحديثة التى عقدت لتقييم تجارب تعريب المناهج العلمية فى الدولة العربية.

وأخيرا

فالكتاب فى مجمله يحاول أن يجعل المهندس العربى على دراية جيدة بأسس الوقاية المتبعة فى حماية عناصر الشبكة الكهربية ، بما تضمه من المولدات ، والمحولات ، و قضبان التوزيع ، و خطوط النقل ، إلخ.

وقد أضفت لقائمة المراجع العامة الموجودة فى نهاية الكتاب قوائم أخرى مختصرة فى نهاية كل فصل لبعض المراجع التى تمثل بحوثا مميزة للمؤلف كان قد نشرها فى الدوريات العلمية والمؤتمرات العالمية ، بالإضافة لبعض الأبحاث القديمة والحديثة لآخرين والتى لها علاقة بموضوع الفصل ، لمن يريد أن يستزيد.

كما زودت الكتاب بمجموعة مميزة من الصور لكافة العناصر التى نتحدث عنها قدر الإمكان ، حتى يعيش القارئ فى الجو الحقيقى للموضوع .

خير الكلام

قال رسول الله (صلى الله عليه وسلم): " إذا مات ابن آدم انقطع عمله إلا من ثلاث: صدقة جارية ، أو علم ينتفع به ، أو ولد صالح يدعو له" ....

و المؤلف يأمل أن يكون هذا الكتاب بحق : "علم ينتفع به" .

أ.د. محمود جيلانى

القاهرة – أكتوبر 2006

للتواصل مع المؤلف : mahmoudgilany@yahoo.com

شكر وتقدير

أود أن أسجل خالص شكرى لكل من ساعدنى فى إنجاز هذا الكتاب ، وأخص بالذكر المهندس المميز **سيد سعد** (www.saydsaad.com) على المناقشات المفيدة والمعلومات القيمة التى أمدنى بها ، والشكر موصول إلى الأستاذ **الدكتور عصام أبو الذهب والأستاذ الدكتور رشدى رضوان ، والدكتورة دعاء خليل** الأساتذة بهندسة القاهرة وذلك لمجهودهم المشكور فى مراجعة الكتاب ، وأخص بالشكر كذلك زميلى **د. تامر كوادى** (جامعة المنوفية) على إسهامه فى مراجعة الكتاب.

وقد وصلت إلى قناعة تامة بأن الكتابة فى موضوع الوقاية بصفة خاصة لا يكفى لها توفر المراجع ، وإنما الأصل فيها دراسة الواقع الحقيقى للشبكات ، والاحتكاك المتواصل مع أهل الخبرة فى هذا المجال ، ولذا كان لزاما على أن أتوجه بالشكر لكافة **طلابى بهندسة القاهرة ، وكلية الدراسات التكنولوجية بالكويت** ، على حوارات سنوات طويلة فى المحاضرات والدورات ، وأخص بالذكر **زملائى الذين أشرفت على رسائل الماجستير والدكتوراه لهم** ، فللمناقشات الطويلة معهم فضل كبير لا أنساه.

الفصل الأول

أساسيات وقاية نظم القوى الكهربية

1 الفصل الأول

أساسيات وقاية نظم القوى الكهربية

منظومة القوى الكهربية كما تبدو فى الشكل 1-1 تبدأ من المولد الذى ينتج الكهرباء ، وهوعادة ما يكون من النوع المتزامن Synchrounous Generator ، مرورا بالمحول Transformer الذى يرفع قيمة جهد التوليد إلى قيمة عالية بغرض خفض قيمة التيار ومن ثم خفض الفقد فى القدرة المنقولة من مكان لآخر ، ثم يلى ذلك خطوط نقل القدرة، وهى غالباً إما تكون محمولة على أبراج عالية (Overhead Transmission Lines) ، أو فى صورة كابلات كهربية مدفونة فى الأرض (Underground Cables) لا سيما داخل المدن ، ثم تنتهى خطوط النقل بمجموعة من محولات التوزيع Distribution Transformers التى تخفض الجهد إلى قيم مختلفة لتوزيعه على المستهلكين فى المناطق الصناعية (جهد متوسط) ، والمناطق السكانية (جهد منخفض) من خلال شبكة من الكابلات ، تنتهى بمجموعات متنوعة من اللوحات الكهربية Distribution Boards. ويتم ربط عناصر المنظومة ببعضها من خلال ما يسمى بقضبان التوزيع Bus Bars ، والتى تظهر كخط سميك فى الشكل 1-1 ، وهذه القضبان يركب عليها عدد من خلايا الدخول وخلايا الخروج.

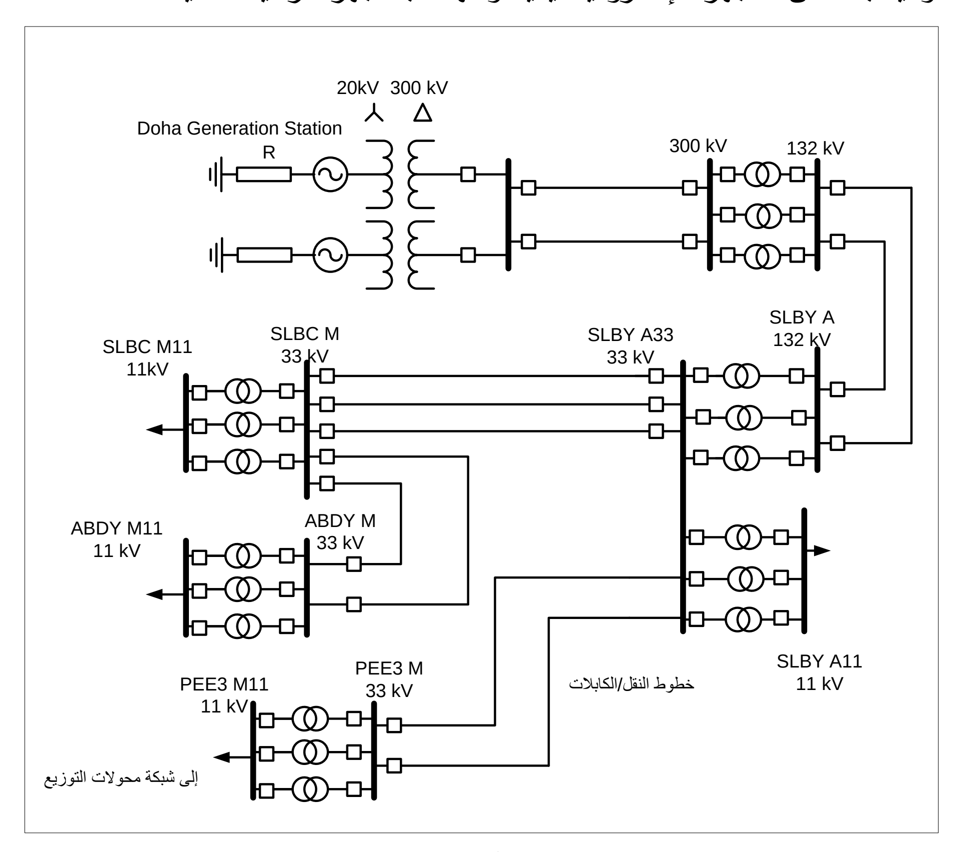
هذه المنظومة المتكاملة معرضة للأسف لأنواع كثيرة من الأعطال ، وذلك لأسباب قد تكون داخلية تتعلق بتصميم عناصرها وتحملها لقيم محددة للتيار والجهد ، أو تكون لأسباب خارجية نتيجة العوامل الجوية المؤثرة على الأجزاء الخارجية من هذه المنظومة. ولذا فإننا سنعرض فى **الجزء الأول** من هذا الفصل لأسباب وأنواع الأعطال فى منظومة القوى الكهربية .

ثم نعرض فى **الجزء الثانى** من هذا الفصل لعناصر منظومة الوقاية ، و كذلك أشهر الاشارات Relaying Signals التى تستخدمها أجهزة الوقاية لاكتشاف هذه

الاعطال ، وأسماء أشهر أنواع أجهزة الوقاية Protective Relays ، وأشهر أنواع قواطع الدائرة الكهربية Circuit Breakers ، والعلاقة بينها وبين أجهزة الوقاية .

وفى **الجزء الثالث** نعرض لأهم المفاهيم الأساسية فى منظومة الوقاية التى يلزم لمهندس الكهرباء عموما ومهندس الوقاية خصوصا أن يكون ملما بها إلماما تاما قبل أن نعرض فى **الجزء الرابع** من هذا الفصل لأهم المتطلبات التى تراعى عند اختيار أجهزة الوقاية بصفة عامة.

وفى **الجزء الخامس** والأخير من هذا الفصل نعرض لأشهر طرق تصنيع أجهزة الوقاية بدءا من الأجهزة الإلكتروميكانيكية وانتهاءا بالأجهزة الرقمية الحديثة.



الشكل 1-1 منظومة القوى الكهربية

1-1 أعطال منظومة القوى

1-1-1 أسباب الأعطال

الأعطال فى منظومة القوى الكهربية هى كل ما يسبب تغيير غير طبيعى فى قيم التيار أو الجهد . وأكثر ما يسبب ذلك عموماً هو حدوث إنهيار فى العزل الموجود على الموصلات بسبب ضغوط ميكانيكية أو كهربية ، أو ربما نتيجة ظروف جوية ، أو بسبب تلامس مع الأرض ، أو حدوث تلامس بين خطين ، أو بين خط والأرض ، إلى غير ذلك من الأسباب التى تؤدى إلى حدوث إنهيار لقيم العزل الأساسية ، ومن ثم تحدث تغيرا غير طبيعى فى قيم التيار أو الجهد أو كلاهما. كما قد يكون العطل نتيجة Open Circuit بسبب كسر فى أحد موصلات الدائرة مثلا ، و قد يكون العطل أيضا نتيجة تحميل زائد Over load .

2-1-1 تصنيف الأعطال

وغالباً ما تصنف الأعطال:

- طبقاً لعدد الأوجه Phases المتأثرة بالعطل ، فربما يكون العطل:

Single Line to Ground.	خطا واحدا متلامسا بالأرض
Double Lines to Ground .	خطين متلامسين مع الأرض
Three Lines .	ثلاث خطوط متلامسة معا
Phase to Phase .	خطين متلامسين معا
Three Lines to Ground	ثلاث خطوط متلامسة مع الأرض

- كما قد تصنف طبقا لدرجة التشابه بين الــ Phases ، فمثلا الأنواع الأربعة الأول السابقة تسمى أعطالا غير متماثلة Unsymmetrical Faults لأن قيم التيار والجهد تختلفان من Phase لأخر ، أما العطل الخامس فيسمى عطلا متماثلا Symmetrical Fault لأن قيم الجهود و التيارات فى جميع الــ Phases متساوية.

- و قد تصنف الأعطال باعتبارها Earth Faults أوPhase Faults ، ففى النوع الأول وهو EF فهو النوع الذى تكون الأرض جزءا من دائرة العطل المغلقة ، بينما

فى النوع الثانى وهو Phase Faults فإن الأرض ليست جزءا من دائرة العطل المغلقة.

- ويمكن تصنيف الأعطال أيضاً طبقاً للفترة الزمنية التى يستغرقها العطل ، فهناك أعطال دائمة Permanant Faults ، وأخرى لحظية Transient Faults ، فالأولى قد تكون نتيجة خط هوائى سقط على الأرض مثلا ، وبالتالى فهو دائم. بينما الثانية قد تكون نتيجة تلامس فرع شجرة مثلاً مع الخط فى يوم عاصف لبرهة ثم يرجع الوضع كما كان. وهناك تصنيفات أخرى للأعطال سنعرض لها لاحقا فى هذا الفصل.

2-1 عناصر منظومة الوقاية

1-2-1 وظيفة منظومة الوقاية

نشير هنا أولا إلى أن وظيفة منظومة الوقاية ليست منع حدوث العطل ، فذلك شبه مستحيل ، لأن الكثير من الأعطال أسبابها قد تكون خارجية لا قدرة لأجهزة الوقاية على منعها ، لكن دور منظومة الوقاية هو سرعة فصل الأعطال بدقة . وبتفصيل أكثر نقول أن دور منظومة الوقاية هو:

- ❖ اكتشاف الأعطال وتحديد مدى خطورتها ومكانها ، ومن ثم إرسال اشارة فصل Trip Signal للقواطع الكهربية Circuit Breaker المطلوب فتحها ، أو إشارة منع Block Signal للقواطع المطلوب منعها من التشغيل ، وذلك كله يتم بواسطة جهاز الوقاية Protective Relay .
- ❖ عزل العناصر المتأثرة بالعطل فقط ، وذلك يتم بواسطة فتح القواطع المناسبة .

وبناء على هذا التوضيح فإننا يمكن أن نحصر عناصر منظومة الحماية فى عنصرين رئيسيين هما:

1- أجهزة الحماية Protective Relays PR
2- قواطع الدائرة الكهربية Circuit Breakers CB

ويضاف إليهما عنصر ثالث مسئول عن تغذية أجهزة الحماية بالإشارات اللازمة ليبدأ عملية الفحص والتحليل ثم اتخاذ القرار ، وهذا العنصر هو:

3- محولات الجهد و التيار : Current Transformer CT & VT and Voltage.

فأما محولات الجهد والتيار فسوف نخصص لهما الفصل الثانى لمزيد من التفصيل. وأما قواطع الدائرة الكهربية CBs فسوف نقدم لها شرحاً موجزاً فى هذا الفصل حيث أن الدراسة التفصيلية لها تقع خارج نطاق هذا الكتاب ، الذى يعنى أساسا بأجهزة الوقاية فقط ، لكننا سنقدم هنا نبذة مختصرة عامة عن Circuit Breakers و تعريفاً للعلاقة بينها وبين أجهزة الوقاية.

1-2-2 مكان عناصر منظومة الوقاية

منظومة الوقاية توجد بصورة مكررة داخل منظومة القوى الكهربية ، حيث يوجد منظومة وقاية منفصلة لكل عنصر يراد حمايته ، فعلى سبيل المثال فهى موجودة فى بداية ونهاية كل Transmission Line ، كما أنها موجودة مع كل Generator ، وموجودة مع كل Transformer ، كما هو ظاهر فى الشكل 1−1 . فكل عنصر من العناصر السابق ذكرها له منظومة وقاية خاصة به ، لكن سيكون هناك نوع من التنسيق بين عمل منظومات الوقاية المختلفة كما سيتبين لاحقا. ويتم وضع أجهزة الوقاية داخل غرف التحكم بالمحطات .أما مكان القواطع ومكان CT و VT فهى إما فى ساحة المحطة كما فى المحطات الخارجية أو داخلة ضمن مجموعة GIS فى المحطات المعزولة بالغاز كما فى الصورة 1−1.

وتجدر الإشارة إلى أن كل مربع صغير فى الشكل 1−1 يمثل فى الواقع العناصر الثلاثة لمنظومة الوقاية ، أى أنه يمثل الـ (Relay + CB + (VT + CT مجتمعين.

والصورة 1 -1 تظهر الشكل الحقيقى لمجموعة عناصر الوقاية فى محطات GIS المعزولة بغاز SF6 وهى أشهر نوعيات المحطات حاليا لأنها الأكثر أمانا. ويبدو فى الصورة كلا من:

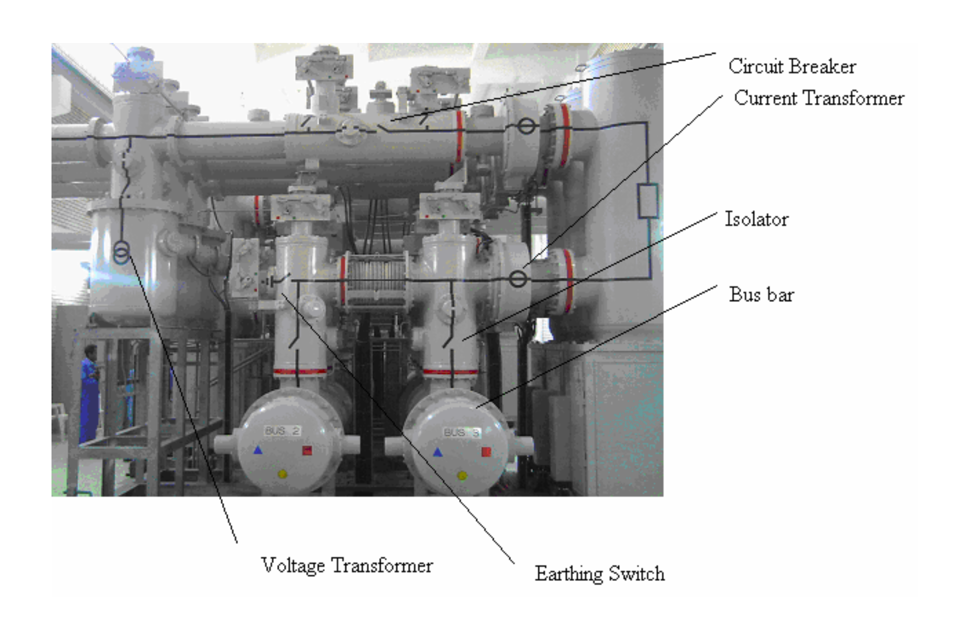
Circuit Breaker (CB)

Voltage Transformer, (VT)

Current Transformer (CT)

وهم يمثلون بقية عناصر منظومة الوقاية الثلاثة. لاحظ الأسلاك الرفيعة فى الصورة وهى التى تنقل الإشارات إلى أجهزة الوقاية التى توضع غالبا فى غرفة خاصة بعيدة عن ساحة المحطة.

وتظهر فى الصورة كذلك بعض عناصر المحطة المساعدة مثل الـ Earthing Switch, ES, Isolator وكذلك الـ Busbars .



صورة 1-1 الشكل الحقيقى لمجموعة GIS .

3-2-1 إشـــارات الأعطال Relaying Signals

عند حدوث عطل بالدائرة فإن قيم الجهد والتيار فى أغلب الأحيان تتغير تغيرا ملحوظا يمكن متابعته واكتشافه ، لكن بالطبع هناك قيم أخرى – غير التيار والجهد – قد تتغير نتيجة حدوث الأعطال ، وجميع الإشارات التى تستخدم فى اكتشاف الأعطال تسمى بـ(Relaying Signals) ومنها على سبيل المثال:

- التردد (قد يرتفع أو ينخفض).
- **اتجاه** مرور القدرة الكهربية (قد يحدث إنعكاس فيه، خاصة فى حالة المولدات).
- **توازن** الأحمال فى الـPhases الثلاثة (قد يختل نتيجة العطل).
- قيمة **ممانعة** الدائرة Circuit Impedance Z حيث تتغير قيمتها بتغير مكان العطل ، ويمكن أن يكون ذلك مساعدا على تحديد مكان العطل كما سيتبين لاحقا.
- **الفرق** بين قيمة التيار الداخل والتيار الخارج لعنصر ما (التغير الكبير بينهما ينشأ نتيجة عطل) .
- وغيرها

فحدوث تغير فى أى من هذه الإشارات – أو فى قيم الفولت والتيار– أكبر من الحدود المسموح بها يعنى أن شيئاً ما غير طبيعى قد حدث فى الشبكة يجب اكتشافه ودراسته ، ومن ثم يجب فصل الدائرة إن وصل إلى درجة الخطر.

4-2-1 أنواع أجهزة الوقاية وأرقامها القياسية:

وبناء على هذه الأنواع المختلفة من الإشارات فقد تم تصميم العديد من أجهزة الوقاية. ولسهولة التعامل بين المهندسين اتفق على إعطاء كل جهاز رقم يدل على اسمه .

والجدول 1–1 يقدم بعض أمثلة لأجهزة الوقاية وأرقامها طبقا للـ ANSI Code وكذلك الرموز المعتمدة طبقا للـ IEC وهما مواصفات قياسية عالمية معتمدة.

جدول 1-1 الرموز والأرقام القياسية لبعض أجهزة الوقاية

Description	ANSI	IEC 60617	Description	ANSI	IEC 60617
Overspeed relay	12	$\omega >$	Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	$I_{\perp} >$
Underspeed relay	14	$\omega <$	Definite time earth fault overcurrent relay	51N	$I_{\perp} >$
Distance relay	21	$Z <$	Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	$U/I >$
Overtemperature relay	26	$\theta >$	Power factor relay	55	$\cos\varphi >$
Undervoltage relay	27	$U<$	Overvoltage relay	59	$U>$
Directional overpower relay	32	$P>$	Neutral point displacement relay	59N	$U_{rsd} >$
Underpower relay	37	$P<$	Earth-fault relay	64	$I_{\perp} >$
Undercurrent relay	37	$I<$	Directional overcurrent relay	67	$I >$
Negative sequence relay	46	$I_2 >$	Directional earth fault relay	67N	$I_{\perp} >$
Negative sequence voltage relay	47	$U_2 >$	Phase angle relay	78	$\varphi >$
Thermal relay	49		Autoreclose relay	79	$O \rightarrow I$
Instantaneous overcurrent relay	50	$I>>$	Underfrequency relay	81U	$f <$
Inverse time overcurrent relay	51	$I>$	Overfrequency relay	81O	$f >$
			Differential relay	87	$I_d >$

وبالطبع هناك العديد من الأجهزة لم تظهر فى الجدول السابق ، من أهمها:

25	Synchronizing Check	40	Field Failure
52	Circuit Breaker	86	Lock out

5-2-1 أشهر أنواع القواطع Circuit Breakers

عند حدوث عطل فى منطقة ما فإن Circuit Breakers المركبة على بداية ونهاية هذه المنطقة يتم فتحها بناء على إشارة من جهاز الوقاية (Relay) ، وذلك لوقف مرور تيار العطل.

وأخطر ما سيواجه هذه CBs عندما تبدأ فى العمل هو الشرارة (القوس الكهربى Arc) التى ستنشأ بين طرفى الـ CB ، وهذه الشرارة يمكن أن تسبب مشاكل كثيرة ، منها على سبيل المثال اشتعال الحرائق ، ومنها أيضاً أنها إذا استمرت فإن التيار سيمر خلال أقطاب القاطع Breaker Poles ، وبالتالى يصبح القاطع كأنه لا يزال مغلقاً. ومن ثم فهناك أنواعاً عديدة من القواطع تتفق جميعاً على هدف واحد : هو سرعة إطفاء الشرارة التى تنشأ بين أقطاب القاطع عند فتحه ، لكنها تختلف فيما بينها فى الطريقة المستخدمة لهذه المهمة ، وفيما يلى بعض الأمثلة لهذه الـ CBs.

CB باستخدام الزيت :

يستخدم Oil-CB في الجهد المنخفض حتى (30 kV) ، فالزيت بصفة عامة عازل جيد. وعندما يسخن الزيت نتيجة مرور تيار عالى فيه فإن بعض الذرات تتأين ، وتقل كثافته فيرتفع لأعلى ، ويحل محله زيت بارد غير متأين وبالتالى يحافظ على عازليته. وفى بعض الأحيان يستخدم مع الزيت مضخة (Pump) حتى تقلب الزيت بقوة فتبعد الزيت المتأين ليحل محله زيت جديد بارد. وتجدر الإشارة إلى أن الزيت يعيبه أنه قابل للاشتعال عند درجة الحرارة العالية.

CB باستخدام الهواء :

حيث يستخدم ضاغط هواء Air Compressor لدفع الهواء بين قطبى CB عند حدوث شرارة لإطفائها.

CB مفرغ من الهواء :

فى داخل هذا النوع لا يوجد هواء مطلقا فى المنطقة المحيطة بأقطاب الـ CB ، وبالتالى فلن تحدث شرارة . لكن يعيبه أنه إذا حدث أدنى تسرب للهواء داخل الـ CB فإنه يؤدى إلى حدوث شرارة كبيرة ، هذا النوع (Vacuum CB) يستخدم فى بعض المحطات ولكن أيضا فى حدود الجهد المتوسط .

و الأنواع السابقة تستخدم بكثرة فقط في محطات التوزيع ، ولكن النوع المستخدم فى محطات التوليد ومحطات الجهد العالى عموما هو قاطع الدائرة SF6 .

CB باستخدام غازالـ SF6 :

أشهر أنواع الغازات المستخدمة في الـ CBs هو الـ SF6 (سادس فلوريد الكبريت). و يتميز غاز الـ (SF6) بأنه غير قابل للاشتعال ، و غير سام ، و عازل جيد للكهرباء حيث تزيد كفاءة عزل هذا الغاز عشر مرات عن عزل الهواء للكهرباء تحت ضغط الجو عادى ، وهوأيضا غاز مستقر كيميائيا ، ولا يتحد مع أي مادة أخرى عند درجة حرارة الغرفة . ولا يشكل ضررعند خروجه إلى الهواء ، فعندما يراد التخلص منه يتم تسخينه مع حجر جيري (Lime Stone) تحت درجة حرارة عالية .

وأهم خاصية لهذا الغاز أن الشرارة فيه تؤدى إلى تأين ذرات الـ SF6 ، وهذه الأيونات الناتجة تتحد مع ذرات SF6 وينتج SF6 جديد . وبالتالى فالغاز لن يفقد عازليته أبدا لأنه يتجدد. وقد انتشر هذا النوع فى الشبكات الكهربية حتى أصبح ينتج منه CBs لكافة الجهود (المتوسطة والعالية).

لكن المشكلة الوحيدة تحدث عند حدوث تسرب للغاز ، ولذا فإن المحطات التى تستخدم هذا النوع من العزل تحتاج إلى التأكد دائما من مستوى ضغط الغاز داخل العنصر المعزول ، فإذا حدث تسريب للغاز – وبالتالى انخفاض فى ضغط الغاز – فستصبح عازلية الغاز ضعيفة ، وربما يحدث Short Circuit بين الأطراف داخله، ولذلك فالقواطع الكهربية فى هذه الحالة تزود بدائرة لمنع اشتغال القاطع منعا باتا ، حتى ولو بصورة يدوية ، لأن مجرد حدوث شرارة داخل القاطع فى ظل انخفاض ضغط الغاز سيتسبب فى كارثة .

و الخطر الحقيقى يحدث عند تسريب الغاز من الـ Busbars المعزولة بـ SF6 فى الوحدات المعروفة بـ GIS ، ففى هذه الحالة يمكن أن يحدث داخلها Short Circuit بين الـ Phases وتسبب انفجار الوحدة. ويمكن الرجوع لكتب الجهد العالى لمعرفة التفاصيل الفنية لهذه القواطع حيث أن هذه التفاصيل خارج حدود اهتمامات هذا الكتاب.

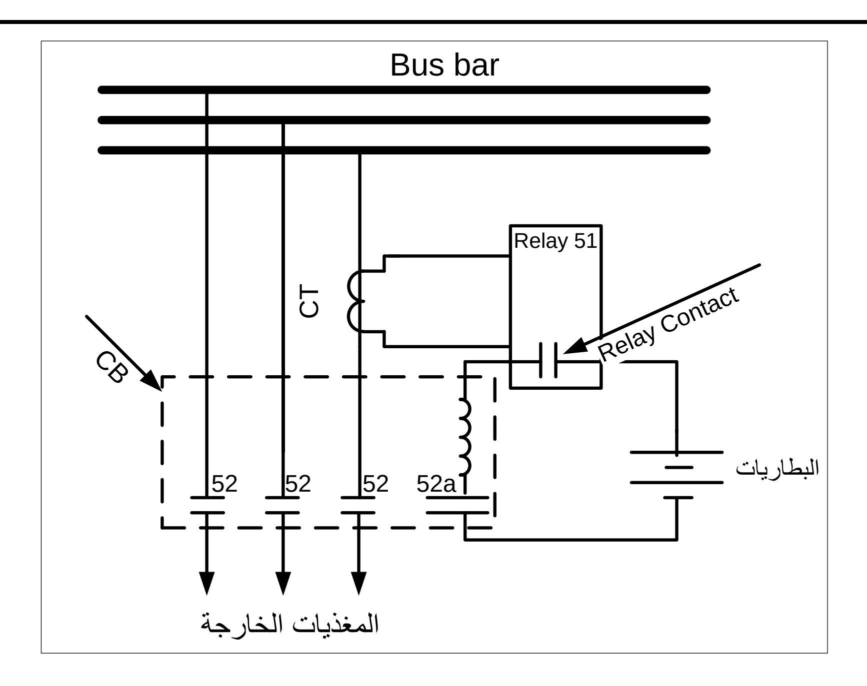
6-2-1 العلاقة بين جهاز الوقاية والقواطع الكهربية CBs

كما قلنا فإن الهدف من منظومة الوقاية فى النهاية هى سرعة فصل الأعطال بدقة ، وذلك بواسطة الـ Protective Relay الذى يكتشف العطل ويرسل إشارة فصل إلى CBs التى يراد فتحها . والعملية تبدأ من دخول ما يعرف بـ Relaying Signals إلى الـ Relay بواسطة Current/Volatge Transformer ، ثم يقوم الـ Relay بناء على دراسة هذه الإشارات بإرسال إشارة فصل إلى ملف فصل القاطع (CB Trip Coil) ليتم فتحه .

والعملية كاملة تظهر فى الشكل 1−2 الذى يظهر فيه Overcurrent Relay Inverse ، ويقوم هذا الـ Relay عند اكتشافه لأى عطل بغلق الـ Relay Contacts ، ومن ثم يصل تيار البطارية إلى CB Trip Coil ، الذى يقوم بفتح CB Poles . لاحظ أن رقم الـ CB طبقا للـ ANSI code هو 52 ، وأن رقم الـ Relay هو 51 طبقا للجدول 1-1.

ويجب هنا تسجيل ملاحظة هامة، وهى أن الزمن الذى يأخذه جهاز الوقاية ليصل إلى قرار (Trip or Block) يكون فى العادة سريع جدا ، وفى حدود 20 مللى ثانية أو أقل (قد يضاف إليه Delay Time فى بعض أنواع الـ Relays مثل الـ Reverse OC Relays) ، بينما الزمن الذى يستغرقه القاطع لإتمام فتح الدائرة يكون أكبر من ذلك ، و يتراوح بين 50 الى 100 مللى ثانية ، ومجموع الزمنين معا يمثل الوقت الحقيقى لإزالة العطلFault Clearing Time .

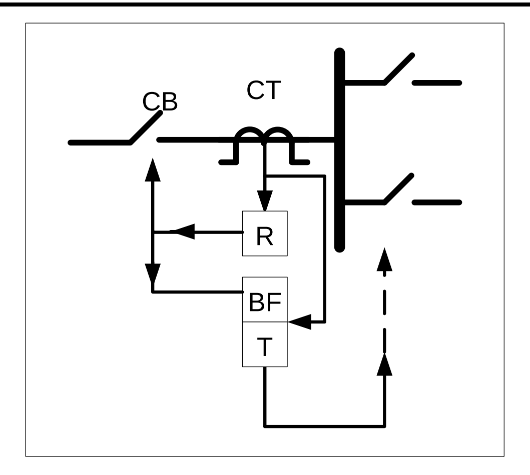
زمن عزل العطل : هو الزمن الذى يبدأ من لحظة حدوث العطل و حتى لحظة فتح الـ .CB. وهو يساوى الزمن الذى يحتاجه Relay (من لحظة حدوث العطل حتى غلق نقط تلامس الـ Relay) + زمن CB (من لحظة غلق نقط تلامس الـ Relay إلى لحظة أخر اخماد للشرارة داخل الـCB).



شكل 1−2 العلاقة بين الـ Relay ودائرة فصل الـ CB

1−2−7 ماذا لو اكتشف الـ Relay العطل وفشل الـ CB فى فتح الدائرة؟

هذا سؤال طبيعى لابد أن يطرح ، بل هو واقع ملموس ، فقد يحدث عطل ميكانيكى فى القاطع فيفشل فى الاستجابة لإشارة الـ Trip التى وصلته من جهاز الحماية . ولحل هذه المشكلة فدائما يستخدم جهاز حماية خاص يسمى Breaker Failure, BF . وتظهر فكرة عمله فى الشكل 1−3 .



شكل 1−3 مخطط عمل الـ Breaker Failure

فعند حدوث عطل فإن جهاز الحماية R يرسل إشارة Trip إلى الـ CB وفى نفس الوقت يرسل إشارة إلى الـ BF . وبمجرد وصول هذه الإشارة إلى الـ BF فإن جهاز Timer بداخله يبدأ فى العد التنازلى لمدة زمنية تعادل الزمن الكافى للـ CB حتى ينتهى تماما من فتح الدائرة. فإذا نجح الـ CB فى فتح الدائرة قبل هذا الوقت فهذا يعنى أن التيار المار فى محول التيار سيصبح صفرا ، وهذه الإشارة من الـ CT تكفى لوقف عمل الـ BF ، وهناك إشارة أخرى من CB Auxilary Contacts لتأكيد وقف الـ BF عن العمل.

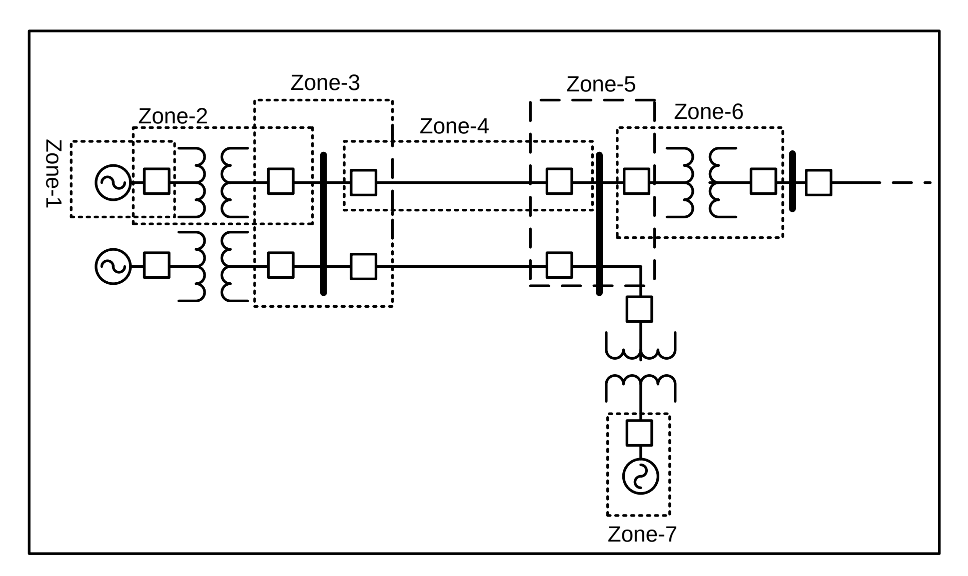
أما إذا فشل الـ CB فى فتح الدائرة وانتهى الـ Timer من العد الزمنى له فعندها سيقوم الـ BF بإرسال إشارة Trip إلى كافة الخطوط المغذية لهذا القاطع المعطل كما هو واضح من الشكل 1−3.

3-1 مفاهيم أساسية فى منظومة الوقاية

وكما هو ظاهر من وصف منظومة القوى الكهربية فى المقدمة فإنها منظومة ضخمة ومتداخلة ومعقدة فى بعض أجزائها ، ولذا فلا يمكن تصميم جهاز واحد فقط لحمايتها ككل .

1-3-1 مناطق الحماية Protective Zones

فى الواقع العملى فإن الشبكة الكهربية تقسم إلى مناطق صغيرة Zones ، ويصبح دور جهاز الوقاية هو حماية هذه المنطقة الصغيرة فقط كدور أساسى ، مع إمكانية أن يقوم بحماية غيرها من المناطق بصورة احتياطية. و يجب أن تتعاون هذه المجموعات من أجهزة الوقاية لضمان أعلى درجات الحماية. وعملياً فإن كل مولد له منطقة حماية خاصة به ، وكذلك كل محول ، وكذلك كل خط يقع بين محطتين ، كما هو واضح من الشكل 1-4 .



شكل 1-4 : مناطق الحماية فى منظومة الوقاية

فجهاز الوقاية للمنطقة رقم 1 (Zone-1) مسئول أساساً عن الأعطال التى تقع داخل المولد ، ثم جهاز الوقاية للمنطقة رقم 2 مسئول بصورة أساسية عن أى أعطال تقع فى المحول ، ثم جهاز الوقاية للمنطقة رقم 3 مسئول عن الأعطال التى تقع على Busbars ، وأخيرا جهاز الوقاية للمنطقة رقم 4 مسئول عن الأعطال التى تقع على خطوط نقل الطاقة Transmission Lines . مع ملاحظة أن وقاية كل منطقة هى فى الواقع العملى مكونة من عدة أجهزة وقاية وليس جهاز واحد ، وذلك بغرض كشف كافة أنواع الأعطال المتوقعة.

لاحظ أنه لابد من وجود تداخل (Overlap) بين مناطق الحماية المختلفة حتى لا تكون هناك مناطق غير محمية خاصة عند Busbars .

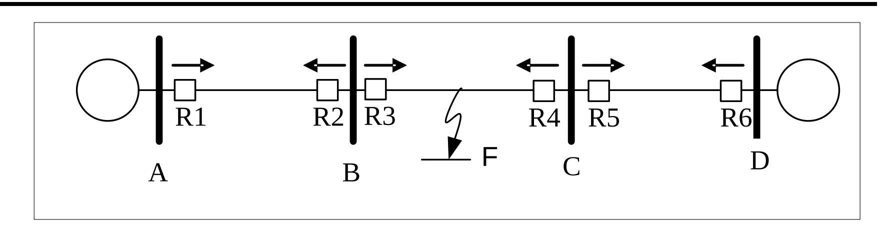
2-3-1 الحماية الرئيسية والاحتياطية Main and Backup Protection

الآن، وبعد تقسيم الشبكة إلى مناطق محددة ، وأصبح لكل منطقة نظام حماية خاص بها ، فإن نظام الحماية الرئيسى لمنطقة ما يمكنه أيضاً أن يصبح نظام حماية احتياطى لمناطق أخرى ، بشرط أن يكون هناك قواعد للتنسيق بين نظم الحماية المختلفة تجعل الحماية الاحتياطية تعمل فقط بعد فترة من الزمن ، أى بعد التأكد من عجز الحماية الأصلية عن اكتشاف العطل.

وتبرز أهمية الوقاية الاحتياطية بصورة كبيرة فى حالة العطل المعروف بـــ Breaker Failure ، فأحيانا يقوم الــ Relay باكتشاف العطل بنجاح ويقوم بإرسال إشارة Trip إلى الــ CB ، لكن قد يحدث أحيانا عطل ما فى الــ CB يمنعه من العمل ، وهو ما يسمى بـــ Breaker Failure ، وفى هذه الحالة يجب فتح كل القواطع على الخطوط المغذية لهذا القاطع المعطل ، وهذه أحد أدوار الوقاية الاحتياطية ، وسيتضح ذلك بأمثلة بعد قليل.

3-3-1 الوقاية الاتجاهية Directional Protection

مع تعقد الشبكات الكهربية أصبح التنسيق بين عمل أجهزة الوقاية المختلفة صعباً للغاية ، فبالرجوع إلى شكل 1-5 ، فإنه عند حدوث عطل عند نقطة F فإن أجهزة الوقاية ستشعر كلها بالعطل لمرور تيار العطل خلالها ، وطبقا لما سبق شرحه فإننا نحتاج إلى فصل الدائرة المعطلة فقط ، وفى حالتنا هذه نريد فصل R3, R4 فقط .



شكل 1-5 : مبادئ الوقاية الاتجاهية

علما بأننا يمكننا تأجيل عمل الأجهزة R1, R6 بعدة طرق أبسطها إضافة زمن تأخير Time Delay إليهما ، لكن المشكلة تكمن فى R2, R5 فتيار العطل خلالهما ، ومسافة العطل التى يراها كل منهما تتشابه تماما مع التيار والمسافة التى يراه R3, R4 ، ونحن نريد بالطبع أن يشتغل R3, R4 فقط ، لأنه لو اشتغل R2, R5 فسيتم فصل التغذية عن بقية الخطوط الخارجة من المحطة– B ، وكذلك المحطة - C بدون داع. فلابد من وجود طريقة لمنع R2, R5 من الاشتغال الخاطئ ، وهذه الطريقة هى تحديد اتجاه العطل باعتماد مبدأ الوقاية الاتجاهية Directional Protection فى أجهزة الوقاية.

وخلاصة هذا المفهوم أن كل جهاز حماية يمكنه أن يفصل العطل الذى أمامه فقط (يرى الأعطال التى أمامه فقط طبق لاتجاه الأسهم فى شكل 1-5). وسيتم شرح الأسس النظرية لهذا النوع فى الفصل الثالث من هذا الكتاب.

وعلى هذا ، فعند حدوث عطل عند نقطة F فى شكل 1-5 ، فإن R2, R5 لا يمكنهما رؤية هذا العطل أبداً ، حيث أنه يقع فى المنطقة الخلفية لمجال عملهما. بينما R1, R3, R4, R6 ترى جميعا هذا العطل أمامها ، وتصبح مسئولة عن فصله بدرجة محددة طبقاً لقواعد التنسيق فيما بينها.

ومن هنا، فإنه يمكن إضافة نوعين جديدين إلى أنواع الأعطال السابق الحديث عنها فى الجزء الأول من هذا الفصل وهما:

- الأعطال الأمامية Forward Faults
- الأعطال الخلفية Reverse Faults

فالعطل (F) فى شكل 1-5 هو عطل أمامى بالنسبة إلى R1, R3, R4, R6 ، بينما نفس هذا العطل يعتبر عطل خلفى بالنسبة إلى R2, R5.

كما يمكن تصنيف الأعطال طبقاً لموقعها من منطقة الحماية بمعنى:

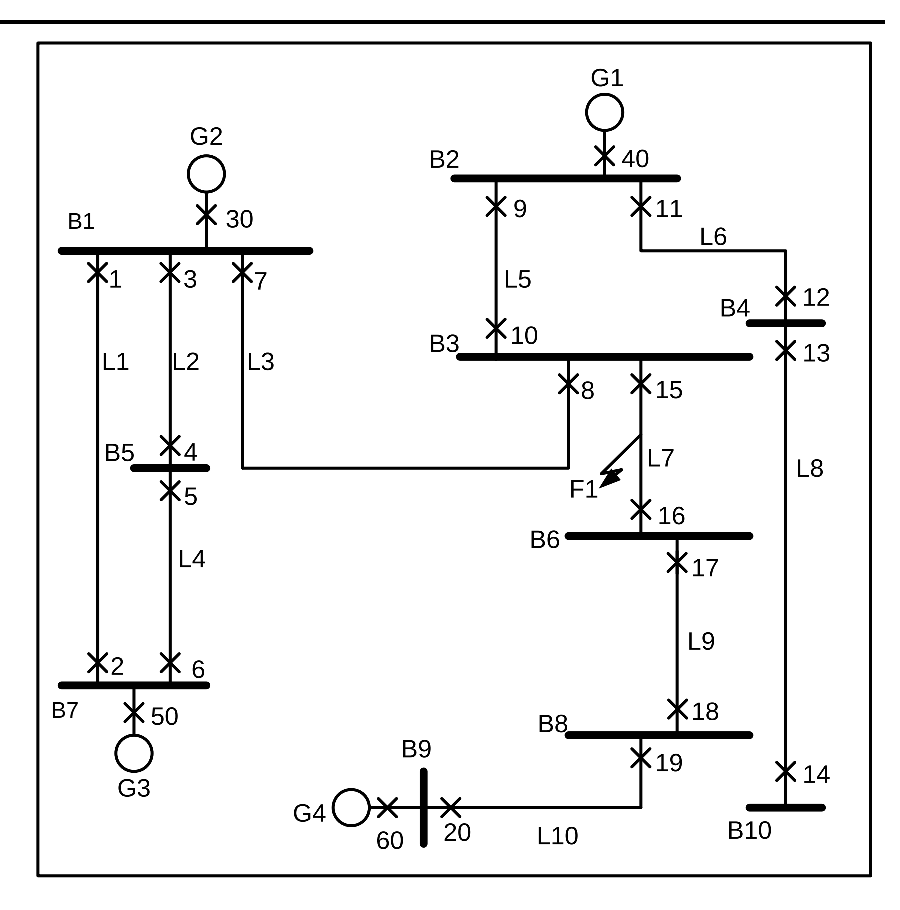
- أعطال داخلية Internal Faults
- أعطال خارجية External Faults

والمقصود بالطبع داخل أو خارج منطقة حماية معينة.

مثال تطبيقى

بتطبيق المبادئ السابقة على الشبكة المرسومة فى شكل 1-6 ، فإننا نلاحظ الآتى:

- ☒ بالنسبة للعطل (F_1) مثلاً فإن الوقاية الرئيسية المسئولة عن فصل هذا العطل هى الـRelays رقم 15، 16.
- ☒ وفى حالة فشل الحماية رقم 15 مثلاً فى اكتشاف العطل ، أو فى حالة حدوث خلل فى قاطع الدائرة بحيث عجز عن فتح الدائرة ، حينها يصبح دور الوقاية الاحتياطية لازماً ، وهى فى هذه الحالة الـ Relays رقم 7 ، 9. لاحظ أنهما يعملان كحماية احتياطية لمنع تدفق التيار من المولدات G1 و G2 إلى العطل.
- ☒ لا حظ أيضاً أن الحماية رقم 10 و8 لم تحس بهذا العطل رغم أنها الأقرب إليه ، وذلك لأن العطل بالنسبة لهما يعتبر عطل خلفى ، وهما غير مسئولان عنه.
- ☒ و فى حالة فشل الحماية الاحتياطية رقم 7 على سبيل المثال ، فإن الحمايات رقم 30 ,4 ,2 سوف تقوم بفتح الـ CBs المرتبطة بها لمنع تدفق التيار للعطل من G3 وG2 . ويمكن بنفس الطريقة أن تستنتج الحمايات الاساسية والاحتياطية فى حالة أى عطل آخر فى الشبكة.



شكل 1−6   مثال تطبيقى

4-1 متطلبات عامة لأجهزة الوقاية

منظومات الحماية يجب أن تكون لها معايير ومواصفات موحدة عامة لأجهزة الوقاية و هى:

الاعتمادية   Reliability

فمطلوب من أى جهاز الوقاية أن يكون Reliable بمعنى أن يعتمد عليه فى الوظيفة التى صمم من أجلها، ففى الشكل السابق إذا فشل جهاز الوقاية رقم (16) فى اكتشاف العطل F1 فإننا نقول أنه Unreliable والعكس بالعكس.

*** الاختيارية Selectivity**

لايكفى أن يكون لدينا Relaiable Relay ، لأنه من المعروف أنه عند حدوث عطل فالكثير من أجهزة الوقاية تكتشف العطل فهى بالتالى Reliable، لكن ليس المهم فقط أن تكتشفه ، وإنما المهم أن تكون لها القدرة على أن تقرر هل هذا العطل يقع فى حدود عملها ومنطقة تشغيلها أم أنه خارج عنها ؟ وبالتالى فمن أهم المتطلبات لجهاز الوقاية أن يكون أيضا Selective ، بمعنى أن تكون له القدرة أن يختار: هل يفصل هذا القاطع أم لا ؟. وهذا يعنى أنه له القدرة على الاختيار Selective . ففى الشكل 1−6 على سبيل المثال ، فإن العطل F1 سيشعر به ربما كل أجهزة الوقاية فى الشبكة ، لكن إذا اشتغل الجهاز رقم 9 قبل الجهاز رقم 15 فإننا نقول عن الجهاز رقم 9 أنه (Unselective) بمعنى أنه أساء الاختيار.

*** الحساسية Sensitivity**

كذلك مطلوب من جهاز الوقاية أن يكون Sensetive أى له حساسية معينة لاكتشاف الأعطال ، فمن المعلوم أنه كلما ارتفع قيمة تيار العطل كلما كان من السهل على جهاز الوقاية أن يكتشفه ، لكن كلما انخفضت قيمة تيار العطل كلما انخفضت حساسية الجهاز ، والمطلوب من الجهاز المركب فى مكان ما ألا تقل حساسيته عن قيمة أقل تيار عطل متوقع فى هذه المنطقة ، وإلا سيصبح الجهاز غير حساس.

*** الملائمة Adequateness**

اذا كان جهاز الوقاية مصمما بحيث يمكنه اكتشاف جميع أنواع الأعطال فان التكلفة تكون عالية جدا ، ولذا يكفى فى الغالب أن يكون الـ Relay مصمما بحيث يلائم مهمة محددة فقط ، بمعنى آخر أن يكتشف فقط نوعية معينة من الأعطال.

و العوامل التى تتحكم فى ملائمة الـ Relays هى:

- قدرة العنصر (Power Rating) التى سوف يحميه الـ Relay .
- مكان و أهمية وتكلفة هذا العنصر.
- إحتمالات التعرض لحالات غير عادية نتيجة أسباب داخلية او خارجية.

– تأثير إنهيار العنصر على استمرارية التغذية الكهربية ، فبعض العناصر تكون عالية الأهمية مثل الـ Busbar الذى لو انهار فستتوقف التغذية تماما.

ويجب مراعاة الملائمة عند اختيار نظام الوقاية للشبكة الكهربية ، وهذا يعتمد على كفاءة التخطيط السليم, فعلى سبيل المثال عند التخطيط لحماية محولات و محركات الجهد المنخفض فليس من المناسب استخدام نظام وقاية ذى تكلفة عالية , بل من الممكن على سبيل المثال عند تصميم نظام وقاية لمحول توزيع قدرة 250 كيلوفولت أمبير أن يكتفى باستخدام مصهرات ذات سعة قطع عالية.

***السرعة فى عزل العطل Speed**

سرعة عزل العطل تقلل من احتمال انهيار المعدات المراد حمايتها , فعلى سبيل المثال إذا حدث Short Circuit على قضبان توزيع رئيسية BB بقيمة 40 كيلو أمبير وتم عزله فى زمن قدره مثلا 80 مللى ثانية فمن غير المتوقع أن يحدث انهيار لهذه القضبان رغم قيمة التيار الكبيرة , لكن إذا لم يكتشف هذا العطل بالسرعة الكافية واستمر مثلا لمدة 5 ثوانى بدلا من 80 مللى ثانية ، فسوف يحدث إنهيار كامل للقضبان.

كما أن سرعة عزل العطل تساعد على تحسين استقرار الشبكة الكهربية Stability و يؤخذ هذا فى الأعتبار عند وضع مخطط الوقاية (Protection Schemes) لخطوط الجهد العالى والمولدات الكبيرة و المحولات الكبيرة و المحركات إلخ.

وعلى الرغم من من أهمية عزل العطل بسرعة إلا أن التأخيرالزمنى (Time Delay) يكون مرغوب فيه أحيانا للأسباب الأتية:

1. لاعطاء فرصة للتمييز بين الوقاية الرئيسية و الوقاية الأحتياطية.
2. للتغلب على التشغيل الخاطئ للـ Relays فى الحالات التالية:

- ❖ التيارات الكبيرة الناتجة عند بدء تشغيل المعدات (Starting Current)
- ❖ التيارات الناتجة من الأعطال العابرة و الطارئة(Transient Faults)
- ❖ التغير فى الأحمال (Load Fluctuations) .

*** الاستقرار Stability**

خاصية الاستقرار بالنسبة لجهاز الوقاية تعنى أن يظل نظام الوقاية مستقراً عند حدوث Short Circuit خارج المنطقة المحمية أو عند حدوث حالات أعطال عارضة Transient Faults فلا يعمل دون داع.

الاقتصاد Economics

تعنى محاولة تصميم نظام وقاية عالى الكفاءة بأقل التكاليف.

5-1 خلفية تاريخية عن أجيال تصنيع أجهزة الوقاية

مرت طرق تصنيع أجهزة الوقاية بعدة أجيال ، بدءا من أجهزة Electromagnetic Relays ، مرورا بأجهزة الوقاية الاستاتيكية Static Relays وانتهاء بأجهزة الوقاية الرقمية Digital Relays . وفى الجزء التالى نستعرض باختصار الأجيال المتعددة التى مرت بها طرق تصنيع أجهزة الوقاية ، وسنأخذ جهاز الـ Overcurrent Relay كمثال عند الشرح.

1-5-1 الجيل الأول Electromagnetic

فى الجيل الأول من طرق التصنيع ، وكما هو واضح من الاسم ، فإن فكرة عمل الجهاز كانت تعتمد على استغلال خاصية أن التيار الكهربى الذى يمر فى ملف ينشأ دائما مجالا مغناطيسيا مصاحبا له ، وتصاحبه أيضا قوة مغناطيسية يمكنها أن تجذب ذراع حديدية وتحركها ، كما فى حالة Hinged Armature Relay ، أو Plunger Type Relay. وأحيانا تستغل هذه القوة المغناطيسية لتؤثر عى قرص حديدى قابل للدوران فتجعله يدور وقد استخدمت هذه الفكرة كما فى حالة Induction Disc Relays . و هذه الأنواع سميت أيضا بـ Electromechanical Relays ، وسبب التسمية واضح. وفى الصورة 1−2 نماذج لاحدى الأنواع السابقة.

ويستفاد من الحركة فى كلا النوعين فى غلق دائرة كهربية أخرى (هى دائرة تشغيل القاطع). وبما أن القوة التى ستحرك الذراع ، أو تدير القرص تتناسب طرديا مع شدة التيار المار فى الملف ، وبالتالى ففى الظروف الطبيعية ، حيث التيار قيمته

صغيرة ، فإن هذه القوة المغناطيسية لن تكون كافية لتحريك الذراع أو إدارة القرص لغلق الدائرة ، بينما فى حالة الأعطال ، حيث ترتفع قيمة التيار بشدة ، فستكون هذه القوة كافية لعمل الحركة المطلوبة ، وغلق دائرة تشغيل الـ CB .

وتتميز هذه النوعية من الأجهزة بأنها مستقرة دائما Stable ، ولا تتأثر بالهزات التى قد تحدث فى الشبكة ، كما أن المهندسين قد اكتسبوا خبرات عريضة فى التعامل مع هذه الأجهزة طوال سنوات طويلة ، وهذا يفسر السبب فى بقائها فى الخدمة رغم ظهور أجيال كثيرة حديثة بعدها. لكن يعيبها البطء النسبى فى الاستجابة بسبب أن الأجزاء المتحركة لها Inertia فتحتاج لوقت لبدء الحركة ، ومن عيوبها أيضا أنها تحتاج لصيانة منتظمة للأجزاء المتحركة ، وتحتاج لمعايرة من فترة لاخرى لضمان دقة القياس.



الصورة 1 -2 أحد أجهزة الوقاية الإلكتروميكانيكية

2-5-1 الجيل الثانى Static Relays

ظهر الجيل الثانى من طرق تصنيع أجهزة الوقاية فى أوائل الستينات ، ويعرف بجيل الـ Static Relays، وكان أهم ما يميزه هو استغناؤه عن الأجزاء المتحركة المستخدمة فى الجيل السابق ، والتى كانت تمثل مصدرا للأخطاء فى عمل الأجهزة ،

حيث اعتمد هذا الجيل على ما يعرف بـ Operational Amplifer ، التى كانت تقوم بمقارنة قيمة التيار المار بالدائرة بحدود ضبط معينة ، فإذا تعدى التيار المار بالدائرة قيم الضبط المستخدمة فإن Op Amp يرسل إشارة إلى CB لفصلها. وتظهر أحد أمثلة هذا الجيل فى الصورة 1-3 .



الصورة 1−3 أجهزة الوقاية من جيل الـ Static

ومن أهم عيوب هذا الجيل أن أجهزة Op Amp أنها كانت تتأثر بتغير درجة الحرارة ، وبالتالى فهى غير مستقرة Unstable ، ولذلك لم تستمر هذه النوعية طويلا ، حيث ظهر فى أواخر الستينات وأوائل السبعينات الجيل الثالث من أجهزة الوقاية ، وهو ما يعرف بأجهزة الوقاية الرقمية Digital Relays .

3-5-1 الجيل الثالث Digital Relays

استطاع هذا الجيل الذى يسمى أيضا بجيل Digital Protection أو Numerical Relays أو أجهزة الوقاية الرقمية أن يتغلب على كافة المشاكل التى واجهت الأجيال السابقة ، ولذا فهذه النوعية هى السائدة الآن فى سوق أجهزة الوقاية. والفكرة الأساسية لهذه التكنولوجيا الجديدة هى تحويل إشارات الجهد والتيار إلى أرقام Digital Numbers تخزن فى ذاكرة الكومبيتر مع تحديثها بصفة مستمرة خلال فترات زمنية صغيرة جدا تصل إلى 1 مللى ثانية ، وبما أنه يستحيل تخزين كل القيم

التى يتم قراءتها ، فإنه يتم تخزين Cycle أو اثنين من الجهد والتيار فقط ، وكلما جاءت قيمة جديدة فإنها تحذف أقدم قيمة مخزنة ، وهكذا. ثم يتم بواسطة برنامج الوقاية المخزن بالجهاز تتبع التغير فى قيم هذه الاشارات من خلال المعادلات مباشرة ، و بناء على حجم التغير الذى يظهر من القيم الرقمية التى تدخل للجهاز يمكن تحديد ما إذا كان هناك عطل أم لا.

وقد تطور هذا الجيل بعد ذلك ، و أمكن استحداث امكانات جديدة لجهاز الوقاية لم يكن ممكنا تنفيذها باستخدام التكنولوجيا القديمة (Static or electromechanical) ، فأمكن على سبيل المثال تغيير قيم الضبط أتوماتيكيا للجهاز ، ثم حدث التطور الأكبر لهذه الأجهزة بعد تطور نظم الاتصالات الرقمية Digital Communications بحيث صار تبادل المعلومات بين أجهزة الوقاية الرقمية شيئا سهلا مما أحدث ثورة فى امكانات هذه النوعية من الأجهزة وقدرتها على اكتشاف الأعطال وتصنيفها بدقة هائلة. وأحد الأمثلة تظهر فى الصورة 1-4.



الصورة 1-4 أجهزة الوقاية الرقمية

1-5-4 الجيل الرابع Relays ِ Adaptive Digital

فى أواخر الثمانينيات بدأ التفكير يتجه إلى زيادة الاستفادة أولا من الخبرات التى جناها العاملون فى مجال الوقاية الرقمية خلال السنوات الماضية ، وثانيا الاستفادة بدرجة أكبر من إمكانيات الــ .Microprocessor Technology المتستخدمة فى هذه الأجهزة ، حيث كان حتى هذه الفترة لا تزال أجهزة الوقاية الرقمية تقلد مثيلتها القديمة مع بعض التحسينات.

وكان من أهم التطورات التى أدخلت فى هذا الجيل إدخال إمكانية تعديل قيم الضبط اتوماتيكيا ، لاسيما وأن الــ Relay لديه كافة المعلومات عن الشبكة ، وكان التحدى فى هذه الفترة هو كيفية التمييز مثلا بين الزيادة الطبيعية فى الحمل ، وبين العطل الذى ينشأ تيارا قريبا من تيار الحمل ، فيجب ألا يخدع الجهاز بأى زيادة . وهناك أبحاث عديدة فى هذا المجال ، وقد ذكرت بعضها فى نهاية هذا الفصل.

1-5-5 الجيل الخامس Multifunction Digital Relays

فى التسعينيات ، ظهر تطور جديد على أجهزة الوقاية الرقمية ، حيث بدأت الشركات المنتجة فى إدغام العديد من أجهزة الوقاية فى جهاز واحد. وكانت فلسفة ذلك أن الـ Hardware لكل أجهزة الوقاية الرقمية يكاد يكون متشابه ، والاختلاف بينهم فقط يكون فى الـ Software المخزن داخله ، ومع التطور فى تقنيات التخزين صار ممكنا تخزين العديد من البرامج الممثلة لأجهزة مختلفة داخل Relay واحد ؛ ولذلك سمى بـ Multifunction Relay بمعنى جهاز حماية متعدد الوظائف.

وبالطبع سيتوارد للذهن أن مشاكل هذه التقنية عديدة ومن أهمها أن توقف هذه الجهاز المتعدد الوظائف يسبب كارثة بسبب غياب منظومة الوقاية بالكامل ، بينما فى الماضى كان توقف جهاز يعوضه بقية الأجهزة التى لا تزال تعمل. وبالطبع لم تغب هذه الملاحظة عن فكر المصنعين ، فجعلوا له وقاية احتياطية – غالبا تكون من شركة أخرى – كما استغل البعض الآخر وجود أجهزة الوقاية القديمة بالمحطة فجعلها تمثل الوقاية الاحتياطية لهذا الجهاز الجديد وبالتالى يكسب مرتين : مرة حين استفاد من التكنولوجيا الجديدة والتى لها العديد من الميزات ، ومرة أخرى حين حافظ على الأجهزة القديمة التى لا تزال تؤدى بصورة جيدة .

أبحاث قديمة مميزة عن بدايات الـ Digital Protection

1. Rockefeller, G.D., "Fault Protection with Digital Computer", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-88, No. 3, pp 438-461, April 1969.

2. A.G. Phadke, T. Hlibka and M. Ibrahim, "A digital computer system for EHV substations: Analysis and field tests", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-95, No. 1, pp 291-301, Jan/Feb 1976.

3. Horowitz, S.H., Phadke, A.G., Throp, J.S., "Adaptive Transmission System Relaying", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp 1436-1445, Oct. 1988.

4. M. Ramamoorty, "Application of Digital Computers to Power System Protection", Journal of Inst. Eng. (India), Vol. 52, No. 10, June 1972, pp. 235-238.

5. Horowitz, S.H., Phadke, A.G., Throp, J.S., "Adaptive Transmission System Relaying", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp 1436-1445, Oct. 1988.

6. Rockefeller, G.D., Wagner, C.L., Linders, J.R., "Adaptive Transmission Relaying Concepts for Improved performance", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 3, No. 4, pp. 1446-1458, Oct. 1988.

7. Jampala, A.K., Venkata, S.S., Domborg, M.J., "Adaptive Transmission Protection: Concepts and computational issues", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 1, pp 177-185, Jan. 1989.

الفصل الثانى

محولات الجهد والتيار

الفصل الثانى 2

محولات الجهد والتيار

محولات التيار والجهد (CT and VT) يمثلان بوابة الدخول لجهاز الوقاية ، فمنهما تدخل إليه كافة الإشارات Relaying Signals ، وبالتالى فإن أى خطأ أو تشويه فى قراءة هذه الإشارات سيتسبب فى خداع جهاز الوقاية ، ويجعله يعمل بطريقة غير مناسبة ، وهذا بالتأكيد ليس عيباً فى جهاز الحماية ، ولكن عيباً فى CT & VT ، ومن هنا وجب العناية بدراسة هذه الأجهزة ، والتأكد من دقة عملها، وإلا فلا قيمة لأى مجهود يبذل فى تطوير أجهزة الوقاية طالما الإشارة الداخلة إليها غير سليمة. وحيث أن الجهود والتيارات فى الغالب تكون عالية ولا يمكن أن تدخل مباشرة لجهاز الوقاية ، فلذلك تقوم محولات الجهد والتيار بخفض قيمة الجهد والتيار قبل دخولهما لجهاز الوقاية. وهذا الفصل مكون من جزأين :

الأول لدراسة محولات الجهد ، والثانى لدراسة محولات التيار.

وبصفة عامة فإن وظيفة محولات الجهد ومحولات التيار تتشابه ، فكلاهما يؤدى الوظائف التالية:

1- تخفيض قيمة الجهد أو التيار إلى قيم مناسبة يمكن قياسها بأجهزة القياس أو الوقاية
2- عزل الدوائر الموجودة فى الجانب الثانوى (أجهزة وقاية/قياس) عن الجانب الابتدائى ذى التيارات والجهود العالية.
3- استخدام قيم قياسية للجهد/للتيار للأجهزة الموجودة فى الجانب الثانوى.

1-2 محولات الجهد

تقوم VTs بتخفيض الجهد إلى 100 فولت أو 110 فولت لتغذية أجهزة القياس مثل kV, kW, kWh , kVARh كما تقوم أيضا بتغذية أجهزة الوقاية مثل Directional O/C , E/F , Over/Under Voltage، وكذلك تغذى الـ VTs أنظمة التحكم مثل Load Shedding Interlock.

و محولات الجهد المستخدمة فى القياس والوقاية تختلف أساسا عن المحولات القوى الرئيسية – المستخدمة فى الشبكات لرفع أو خفض الجهد – فى قيمة الـ Rated Power لكل منهما ، فمحولات القياس ربما لا تتعدى القدرة التى تمر خلالها عدة عشرات من V.A ، بينما تصل القدرة المارة خلال محولات القوى إلى ما يزيد عن 300MVA . كما أن محولات الجهد المستخدمة فى القياس أو الوقاية لا تحتاج على سبيل المثال لتبريد ، بينما محولات القوى تحتاج إلى تبريد بشكل أساسى لأن القدرة المارة خلالها عالية ، ولذا فمن بين الاختلافات عن محولات القوى الاختلاف فى الحجم.

و هناك ملحوظة هامة هى:

أنه مطلوب من محولات الجهد المستخدمة فى القياس أو الوقاية أن تنتج جهدا فى الجانب الثانوى يماثل قدر المستطاع جهد الابتدائى (مع الأخذ فى الاعتبار قيمة Turns Ratio) ، وهذا يتطلب أن يكون الـ Voltage drop خلال ال VT أقل ما يمكن ، كما يجب أن تكون نقطة التشغيل لمحولات الوقاية والقياس بعيدة قدر المستطاع عن حدود التشبع Saturation للقلب الحديدى.

ولكى تتخيل الحجم الحقيقى لمحولات الجهد المستخدمة فى القياس والوقاية فهناك بعض الأمثلة مثل التى ظهرت فى الصورة 1–1 فى الفصل الأول ، وكانت تمثل VT و CT داخل المحطات الـ GIS أما المحطات الخارجيةOut-door Stations فإن الشكل الحقيقى للـ VT يظهر فى الصورة 2–1 .





صورة 2−1 بعض اشكال محولات الجهد الحقيقية

وهناك نوعان أساسيان لهذه المحولات الأول هو ما يعرف بـ Potential Transformer ، والآخر هو Capacitive Voltage Transformer وسنتعرض للنوعين بعد عرض المواصفات الأساسية العامة لهذه المحولات.

2-1-1 توصيف محولات الجهد

هناك عدة مواصفات لابد ان تكون واضحة قبل اختيار محول الجهد المناسب منها:

1. Rated Voltage ، ويقصد به جهد الجانب الابتدائى ، على سبيل المثال (12 kV)
2. Level Voltage ، ويقصد به جهد الجانب الثانوى ، على سبيل المثال (12 – 28 – 75 – 110 - 100) فولت.
3. Breakdown - Pulse Voltage ، وهى أقصى قيمة يتحملها المحول بصورة مؤقتة ولحظية وليس بصورة دائمة ، وغالبا ما تكون عند لحظات الأعطال.
4. Turns Ratio وهى نسبة التحويل.
5. Accurecy Class وهذه من أهم المواصفات لأنها توصف نسبة الخطأ فى قراءة محول الجهد من حيث المقدار والزاوية. وبالتالى تحدد هل هذا النوع يناسب الاستخدام مع دوائر الوقاية أم يناسب دوائر القياس وهما المجالان اللذين يستخدم فيهما VT .

وأشهر القيم القياسية لدرجة الدقة للمحولات المستخدمة فى أجهزة القياس هى 0.1و 0.2 و 0.5 و 1.0 و 3.0 . أما درجات الدقة للمحولات المستخدمة مع أجهزة الوقاية فهى تتميز بوجود حرف P بعد الرقم مثل 3P and 5P للدلالة على أنها مخصصة للـ Protection. ويلاحظ أنه كلما ارتفعت القيمة كلما كانت نسبة الخطا المتوقعة أعلى .

2-1-2 نسبة الخطأ

تعرف نسبة الخطأ Error بأنها

$$Error = \frac{K_n V_s - V_p}{V_p} \times 100 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (2-1)$$

حيث K_n نسبة التحويل

V_s جهد الثانوى

V_P جهد الابتدائى

والمواصفات البريطانية رقم Bs 3941/197s تعطى نسبة الخطأ المسموح بها فى حالة المحولات المستخدمة فى أجهزة القياس أو المحولات المستخدمة مع أجهزة الوقاية طبقاً للجدول رقم 2-1 ، والجدول 2−2.

جدول 2−1 حدود الخطأ فى محولات الجهد المستخدمة مع أجهزة القياس

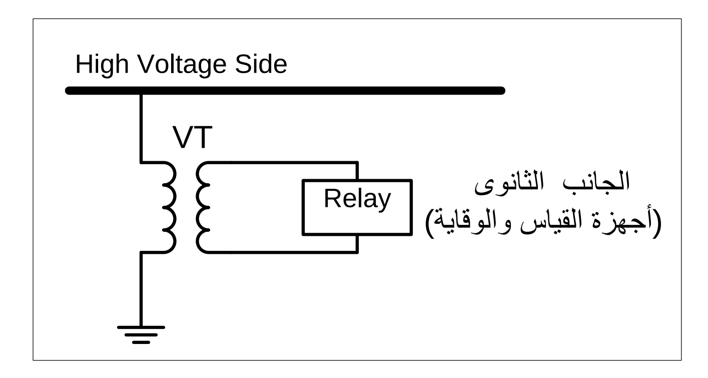
Accuracy Class	0.8- 1.2 Rated Voltage	
	الخطأ فى القيمة %	الخطأ فى Phase (minutes)
0.1	-/+ 0.1	-/+ 5
0.2	-/+ 0.2	-/+ 10
0.5	-/+ 0.5	-/+ 20
1.0	-/+ 1.0	-/+ 40
3.0	-/+ 3.0	غير محدد

جدول **2−2** حدود الخطأ فى محولات الجهد المستخدمة فى أجهزة الوقاية

Accuracy Class	0.25- 1.0 Rated Burden at0.8 pf	
	الخطأ فى القيمة %	الخطأ فى Phase (minutes)
3P	-/+ 3.0	-/+ 120
6P	-/+ 6.0	-/+ 240

3-1-2 توصيل محولات VT

بصفة عامة توصل محولات الجهد لقياس الجهد على الأوجه الثلاثة بصورة منفصلة حيث يتم توصيل كل VT بين Phase و Neutral ، وبالتالى تتاح لجهاز الوقاية أن يرى قيمة جهود الأوجه الثلاثة منفصلة عن بعضها (V_A , V_B, V_C) . والشكل 2−1 يظهر تركيب VT مع أحد الـ Phases الثلاثة لخط من خطوط النقل.

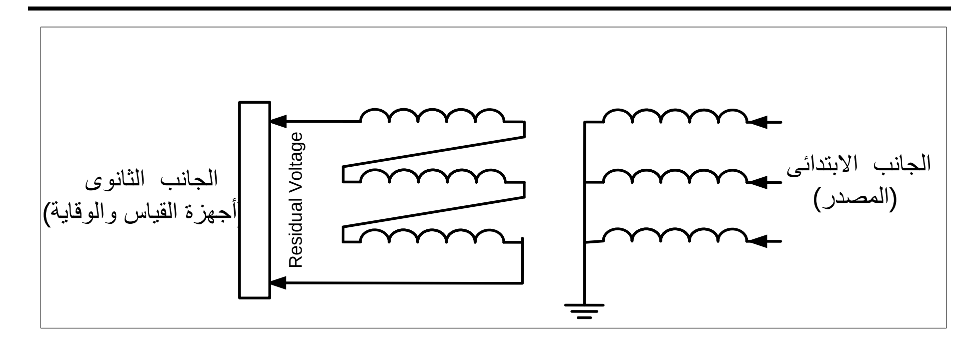


الشكل 2−1 تركيب الـ VT مع أحد الخطوط

غير أنه فى بعض الأحيان تستخدم المحولات لقياس مجموع الجهد فى الـ Phases الثلاثة ، وليس الجهد على Phase محدد كما فى الشكل 2−2 . وتسمى طريقة التوصيل هذه بـ Residual Connection ، وهى مفيدة فى اكتشاف الأعطال الغير متماثلة Unsymmetrical Faults ، حيث يكون مجموع الجهد على الـ Three Phases فى حالة العطل لا يساوى صفرا كما هو الحال فى الظروف الطبيعية ، ومن ثم فبمجرد ظهور أى جهد على أطراف هذه التوصيلة فإن ذلك يؤكد وجود نوع من أنواع الـ Unsymmetrical Faults.

لاحظ أن هذه التوصيلة لا تفيد فى حالة Symmetrical Faults ، لأن الجهود كلها متماثلة ، ومجموعها الاتجاهى يساوى صفر، وبالتالى لا يمكن تمييز العطل عن الوضع الطبيعى ، والجهد الذى يظهر على طرفى هذه التوصيلة يسمى Residual Voltage . و هذه التوصيلة تفيد أيضاً فى قياس ما يسمى Zero Sequence Voltage ، حيث أنه من المعلوم أن $V_{residual}$ يساوى ثلاث أمثال Zero Sequence Voltage الذى يساوى مجموع الجهود الثلاثة .

وأخيرا، نشير إلى أن هذه التوصيلة تسمى أيضا Broken Delta ، والسبب واضح من الرسم ، فهى تشبه دلتا مفتوحة فى نقطة.

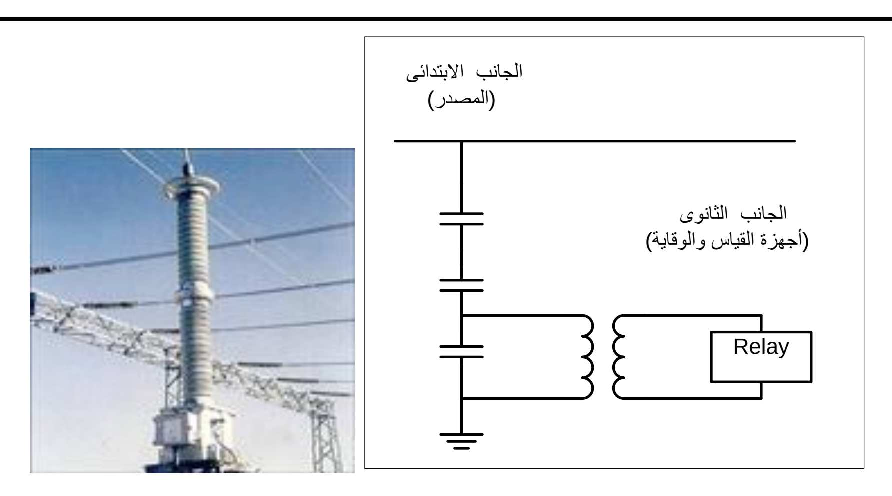


شكل 2−2 توصيل محولات الجهد بطريقة Residual Connection

2-1-4 استخدام المكثفات فى قياس الجهد

فى حالة الجهود العالية جداً يصبح استخدام محولات الجهد العادية مكلف جداً ، لأن العزل المطلوب سيكون عالياً . وللتغلب على هذه المشكلة بطريقة اقتصادية يتم استخدام ما يعرف بـ Capacitor Voltage Transformer ، ويرمز له بالرمز CVT لتمييزه عن VT العادى ، ويتم توصيله كما فى الشكل 2−3 الذى يمثل قراءة الجهد على أحد الـ Phases ، وفكرة هذا النوع تمثل فى الواقع ما يعرف بـ Capacitor divider ، حيث يتوزع الجهد العالى على عدد من المكثفات ، ويتم قراءة الجهد على آخر هذه المكثفات من ناحية الأرض بواسطة VT العادى ، حيث أصبح الجهد الابتدائى الآن يمثل نسبة صغيرة من الجهد الأصلى ، وهى نفس نسبة سعة المكثف الأخير إلى سعة مجموعة المكثفات.

يعيب هذا النوع من CVT وجود تشوه فى شكل الموجه أكثر من الـ VT العادى ، وهذا شيئ متوقع بسبب وجود المكثفات فى الدائرة ، لكن هناك عدة طرق لعلاج هذه التشوهات فى شكل الموجه ، خاصة مع أجهزة الوقاية الرقمية التى تستخدم طرق عديدة لاسترجاع شكل الموجه الأصلى بدون تأثير المكثفات . وفى نهاية الفصل بعض الأبحاث المنشورة فى هذا المجال .

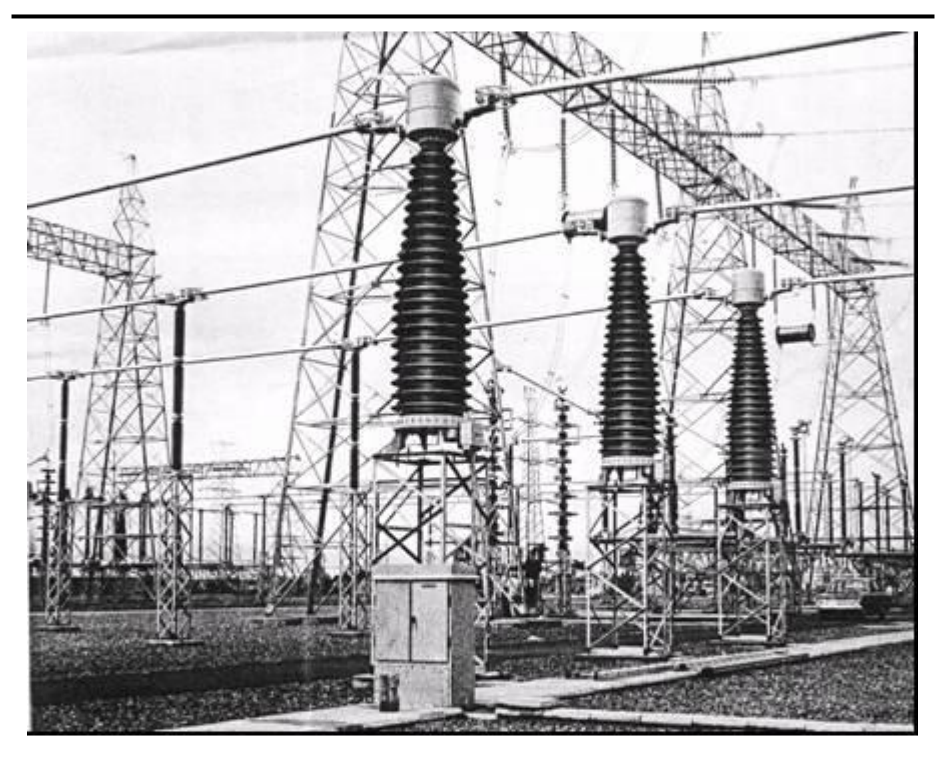


شكل 2–3 استخدام المكثفات فى قياس الجهد

2-2 محولات التيار CT

وظيفة محول التيار أن يغذى جهازالقياس أو الوقاية بتيار صغير تتناسب قيمته مع التيار الأصلى المار فى الدائرة ، ويفضل دائما أن تكون قيمة تيار الجانب الثانوى فى حدود أقل من 5 أمبير فى الأحوال الطبيعية ، ويتم ذلك باختيار نسبة تحويل معينة تعرف بـ Turns Ratio ، ولها قيم قياسية أشهرها على سبيل المثال: 5 : 100 – 5 : 200 – 5 : 300 ، حتى تصل إلى أقصى قيمة عمليا وهى 3000:1 .
والشكل الحقيقى لمحولات التيار فى المحطات Outdoor يظهر فى الصورة 2–2 ، أما فى محطات الـ GIS فقد ظهر فى الصورة 1–1 فى الفصل الأول .

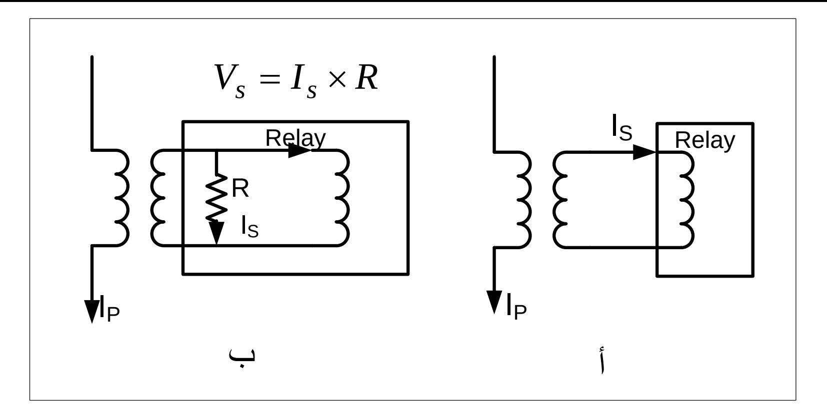
لاحظ أن أحد الفروق الهامة جداً التى تميز محول التيار عن محولات القوى أو محولات الجهد أن الملف الابتدائى له يدخل على التوالى فى الدائرة المراد قياس تيارها كما هو واضح من الصورة 2–2.



صورة 2–2 الشكل الحقيقى لمحولات التيار

2-2-1 توصيل محولات التيار مع أجهزة الوقاية

فى بعض الأحيان ، يتم توصيل الملف الثانوى مباشرة إلى الـ Relay ؛ بمعنى استخدام تيار الثانوى مباشرة ليمر فى ملف جهاز الوقاية كما فى الشكل 2–4 أ. وفى أحيان أخرى يتم توصيل مقاومة صغيرة جدا بين طرفى الملف الثانوى – تصل إلى جزء من عشرة من الأوم – وينشأ عليها جهد يتناسب مع قيمة التيار المار فى الملف الثانوى للـ CT ، كما فى الشكل 2–4 ب . وهذا الأسلوب يستخدم غالبا مع أجهزة الوقاية الرقمية والتى تحتاج إلى تحويل التيار إلى جهد تمهيدا لتحويله إلى Digital Numbers بواسطة A/D Converter .



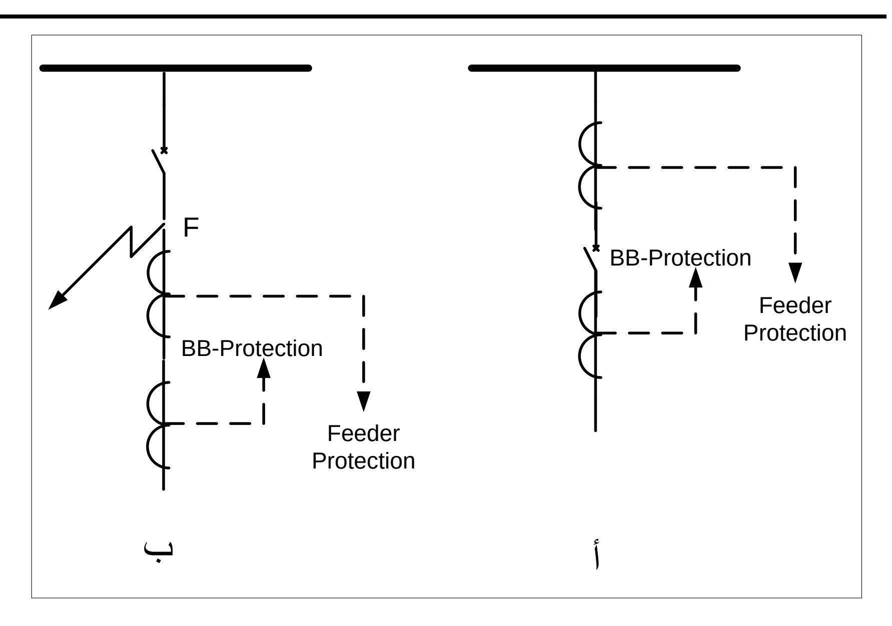
شكل 2–4 توصيل محولات التيار مع أجهزة الوقاية

2-2-2 مكان تركيب محول التيار

وبالنسبة لمكان توصيل الـ CT فى الشبكة ففى الغالب بالنسبة للخطوط على سبيل المثال يتم توصيل الـ CT الخاص بوقاية الخطوط بين الـ BB وبين الـ CB كما فى الشكل 2–5أ ، بينما يتم تركيب الـ CT الخاص بـ الـ BB protection بعد الـ CB كما فى نفس الشكل السابق. وهذا الترتيب يؤمن أعلى درجة من درجات الـ Overlap بين مناطق الحماية المختلفة. بمعنى أنه لا توجد فى ظل هذا الترتيب أى نقطة غير محمية فى هذه المنطقة.

لاحظ أنه فى حالة وضع كلا الـ CTs فى جهة واحدة من القاطع كما فى الشكل 2–5ب فإن عطلا عند النقطة F سيكتشف بواسطة الـ BB Protection رغم أنه ليس على الـ BB . وهذه ليست المشكلة الوحيدة ، ولكن المشكلة الأكبر أن العطل سيظل موجودا حتى بعد فتح الـ CB حيث سيتم تغذيته من الجهة الأخرى.

لاحظ أيضا أن هذا العطل يعتبر خارج منطقة حماية الخط بسبب الوضع الخاطئ لمحولات التيار الخاصة بالخط.



شكل 2-5 الأوضاع المختلفة لتركيب محولات التيار

3-2 النظرية الأساسية لمحول التيار

يتم توصيل طرفى الملف الابتدائى فى محولات التيار على التوالى داخل الدائرة المراد قياس تيارها ، فى حين يوصل جهاز الوقاية/القياس بين طرفى الملف الثانوى محول التيار.

ومن المعروف أن تيار الثانوى يتناسب مع تيار الابتدائى طبقا للنظرية العامة للمحولات ، بمعنى أن

$$I_P = I_S \times \frac{N_S}{N_P} = I_S \times N$$

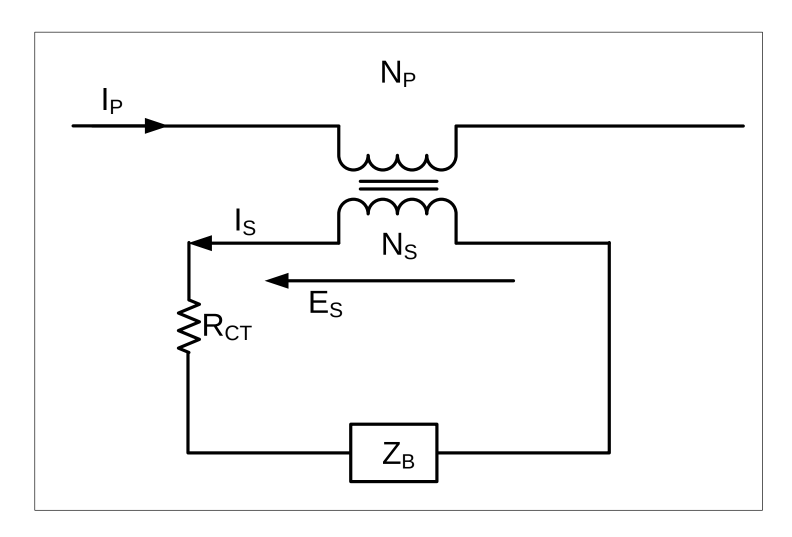
حيث N هى النسبة بين عدد لفات الملف الثانوى إلى عدد لفات الملف الابتدائى ، وهى التى تسمى بـ Turns Ratio.

وعند توصيل محول تيار إلى جهاز ما للوقاية أو للقياس له معاوقة Z_B ، فإن التيار المار بالابتدائى سوف ينشأ فيضا مغناطيسيا ينتج عنه ظهور جهد EMF بين طرفى الثانوى يرمز له بالرمز E_S ، وهو الذى يتسبب فى مرور تيار I_S كما فى

الشكل 2−6 . وبالتالى يظهر على طرفى جهاز الحماية/القياس جهد قدره $V_{o/p}$ يساوى

$$V_{o/p} = I_S Z_B = E_S - I_S R_{CT}$$

حيث R_{CT} تمثل المقاومة المكافئة لأسلاك محول التيار المستخدم ، وقد يضاف لها مقاومة أسلاك التوصيل R_L.



شكل 2−6 : الكميات الأساسية لمحول التيار.

لاحظ هذا الجهد الناشئ بين طرفى الملف الثانوى يناسب طرديا مع معدل تغير الفيض ، بمعنى أن

$$E_S \quad \alpha \quad \frac{d\phi}{dt}$$

ومن المعروف أن الفيض اللازم لينشأ E_S يساوى

$$\phi = B \times A$$

حيث B هى كثافة الفيض فى القلب الحديدى وتقاس بـ ($Tesla = wb/m^2$) .

و A هى مساحة مقطع القلب الحديدى وتقاس بـ m^2 .

وطبقا للنظرية العامة للمحولات فإن أقصى الجهد E_K ينشأ بين طرفى المحول ويعرف بـ Knee-point Voltage يساوى

$$E_K = 4.44 * N * F * A * B_{Max} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad [2\text{-}1]$$

حيث F هى التردد ويقاس بالهرتز Hz ، و N هى عدد اللفات.

وتستخدم هذه القيمة لتحديد أقصى معاوقة Z_B يمكن توصيلها بين طرفى محول تيار معين ، كما فى المثال التالى:

مثال-1

احسب أقصى مقاومة لجهاز حماية يركب بين طرفى محول تيار له المواصفات التالية:

CT Ratio 2000/5

$R_{CT+L} = 0.31\ \Omega$

$I_{Pri\text{-}max} = 40$ kA

$B_{max} = 1.6$ Tesla

Core CSA = 20 cm^2

الحل

$N = 2000/5 = 400$

$I_{sec\text{-}max} = 40{,}000/400 = 100A$

من المعادلة 2-1 فإن

$E_K = 4.44 * N * F * A * B_{Max}$

$E_K = 4.44 * 400 * 50 * 20 * 10^{-4} * 1.6 = 284$ Volts

ومن قيمتى الجهد الأقصى والتيار الأقصى يمكن معرفة أقصى حمل Burden توصل بين طرفى محول التيار وتساوى

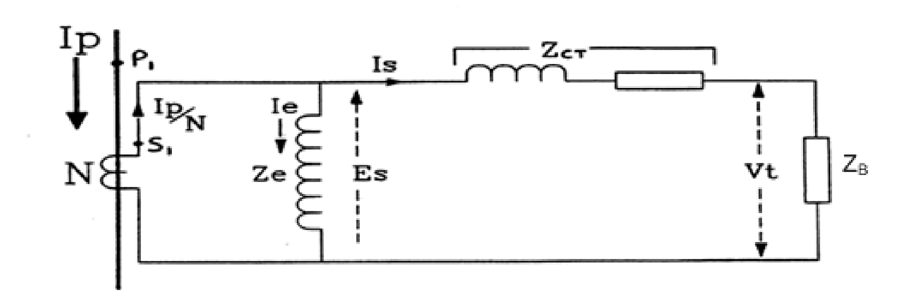
$R_{max} = 284 / 100 = 2.84\ \Omega$

وحيث أن مقاومة محول التيار ومقاومة أسلاك التوصيل معا تساوى Ω 0.31 فإن أقصى مقاومة لجهاز ما يوصل بين طرفى محول التيار تساوى

$Z_B = 2.84 - 0.31 = 2.53\ \Omega$

4-2 منحنى المغناطيسية

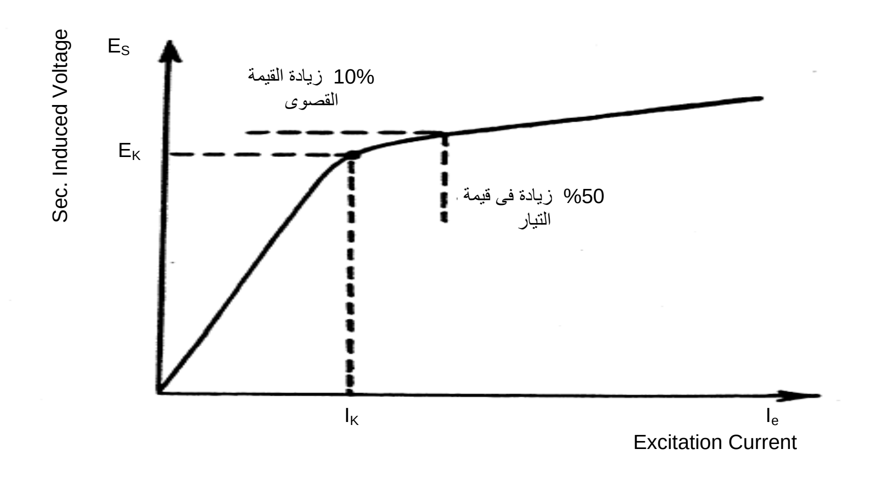
من المعروف أن لكل CT منحنى مغناطيسية خاص به يوضح العلاقة بين الفولت الذى ينشأ فى الملف الثانوى والتيار المسبب للفيض ، وهو التيار المعروف بـ Excitation Current, I_e. وهذا التيار يمثل جزء صغير من التيار المتولد فى الجانب الثانوى ، وهو يسحب داخل المعاوقة الداخلية لمحول التيار Z_e التى تظهر ضمن الدائرة المكافئة لمحول التيار فى الشكل 2-7. لاحظ أن جهاز الوقاية/القياس المركب بين طرفى الثانوى يسحب الجزء الأكبر من تيار الثانوى.



شكل 2-7 الدائرة المكافئة لمحول التيار

ويعرف منحنى المغناطيسية الذى يظهر فى الشكل 2-8 بـ Magnitization Curve ، ويسمى أيضا بـ Excitation Curve. وتوجد عليه نقطة Knee-point عليه ، وتسمى نقطة الانقلاب.

وتعرف هذه النقطة طبقا لـ IEC (International Electric Code) بأنها النقطة التى تتسبب فى زيادة قدرها 10% فى قيمة الجهد E_s نتيجة ارتفاع قيمة التيار I_e بمقدار 50%. بمعنى آخر ، أنها هى النقطة التى يبدأ بعدها CT فى دخول مرحلة ما يسمى بالـ Saturation . وأغلب محولات التيار يجب أن تعمل فى المنطقة الخطية قبل هذه النقطة حتى لا يحدث تشبع للمحول كما سيتضح لاحقا.



شكل 2–8 منحنى المغناطيسية فى محولات التيار

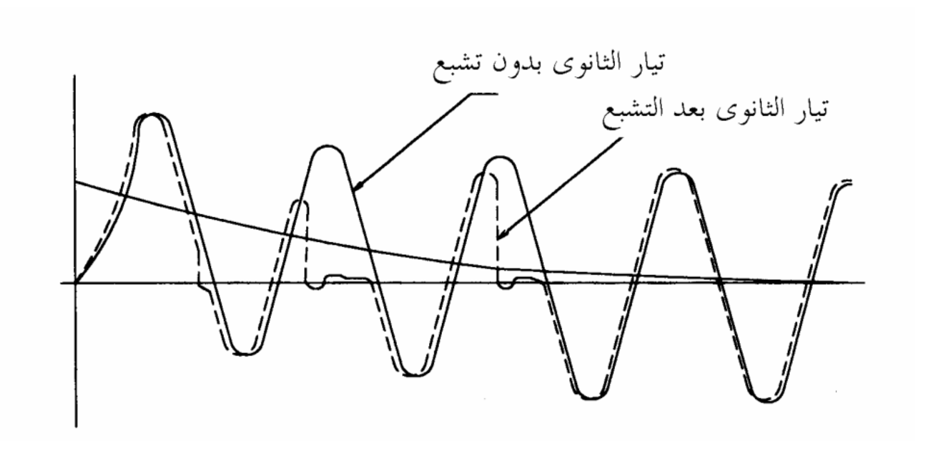
5-2 مشكلة التشبع

معلوم أن التيار الكهربى المتردد مصاحب دائماً بفيض مغناطيسى متردد يتناسب طردياً معه ، وبالتالى كلما زاد التيار زاد الفيض ، ومشكلة التشبع تحدث مع الزيادة الكبيرة فى قيمة التيار (عند حدوث العطل) ، حيث يتسبب ذلك فى نشوء فيض عالى جداً لا يستطيع القلب الحديدى تحمله فيحدث له ما يسمى التشبع (Saturation) .
والقلب الحديدى فى هذه الحالة يشبه طريق كبير يمر فيه عدد من السيارات ، لكن الطريق له قدرة استيعابية محددة فإذا زاد عدد السيارات به فإن المرور حتماً سيتوقف ونقول أن الطريق قد تشبع ، وهذا تماماً ما يحدث فى القلب الحديدى حيث يتسبب التشبع فى توقف زيادة الفيض العالى ، وبالتالى تثبت قيمة الفيض على قيمة معينة

ثابتة (حد التشبع) ، بمعنى أن "معدل التغير" فى الفيض أصبح صغيراً (تذكر أن التيار يتناسب طرديا مع معدل تغير الفيض $\frac{d\phi}{dt}$)، وبالتالى لا ينشأ أى تيار فى الملف الثانوى (يصل تقريبا إلى الصفر) . وشكل هذا التيار يظهر بصورة واضحة فى الشكل 2–9 .

لاحظ أيضا فى الشكل 2–9 ذلك النقص التدريجى فى مركبة DC Component وهى أحد العوامل الأساسية فى تشوه قيمة تيار الثانوى مقارنة بتيار الابتدائى ، وتتوقف قيمتها على لحظة القفل وعلى قيمة R, X للدائرة ، بينما تتوقف مدة بقائها على قيمة الـ R, X فقط.

لاحظ أيضا أن الاختلاف فى القيمة ليس بسبب Turns Ratio فحسب ، وإنما أيضا بسبب Saturation كذلك ، ولذا نقول أن التيار قد حدث له تشوه (Distorion) ، وبالتالى لا نتوقع أداءً سليماً لجهاز الحماية مهما كانت دقته ما لم يتم حل هذه المشكلة. وفى نهاية الفصل بعض المراجع التى تعالج بالتفصيل هذه المشكلة .



شكل 2–9 مقارنة تيار الثانوى فى حالتى التشبع وعدم التشبع

6-2 مشكلة فتح دائرة الثانوى فى محول التيار

معلوم من أساسيات عمل المحولات أنه عند توصيل مصدر كهربى على الجانب الابتدائى فإنه ينشأ قوة دافعة مغناطيسية mmf ، تقوم بدفع الفيض فى القلب الحديدى ، ثم يقطع هذا الفيض ملفات الثانوى فينشأ فيه تيار الثانوى ، ثم يقوم تيار الثانوى بتوليد mmf جديدة و معاكسة لتلك الموجودة فى الابتدائى .

الآن ، فى حالة فتح دائرة الثانوى فى محول التيار، فلن تنشأ أى mmf مضادة لتلك المتولدة فى الابتدائى ، وبالتالى تكون كل mmf فى الابتدائى مركزة على core فقط ، ويظهر جهد عالى على أطراف المحول بسبب مرور كل تيار الابتدائى فى Shunt Impedance, Z_e التى ظهرت فى شكل 2−7 ، وهذا الجهد العالى يمثل خطورة ليس فقط على المحول وإنما على الأشخاص المتعاملين مع هذه المحولات فى حالة صيانتها مثلاً . والذين تعرضوا بالفعل لهذا الموقف احترقت أيديهم تماما كما لو أنهم أمسكوا بنار مشتعلة.

ولذا فإن كان من الضرورى أن يتم نزع جهاز الوقاية من الجانب الثانوى لمحول التيار لأى سبب من الأسباب ، فإنه يلزم أن يستبدل الجهاز بـ Short Circuit على أطراف الثانوى للمحول ، وبالتالى يظل هناك تيار فى الثانوى وتظل هناك mmf معاوقة لتلك الموجودة فى الابتدائي ، فلا يرتفع الجهد على أطراف محول التيار.

7-2 تأثير الحمل على احتمالية تشبع الـ CT

يعرف الحمل أو الـ Burden بأنه قيمة VA Load الموجودة فى دائرة الجانب الثانوى للمحول (هذا التعريف يصلح لمحولات الجهد ومحولات التيار معا) . وأحيانا – خاصة مع محولات التيار – يشار إليه على أنه قيمة الحمل أو المعاوقة الموجودة فى دائرة الملف الثانوى للمحول.

و فى الغالب يعرف الـ Burden للـ CT بالفولت أمبير وليس بالأوم ، ولكن بالطبع هما متكافئان ويمكن استنتاج أحدهما بدلالة الآخر، فعلى سبيل المثال فمحول التيار

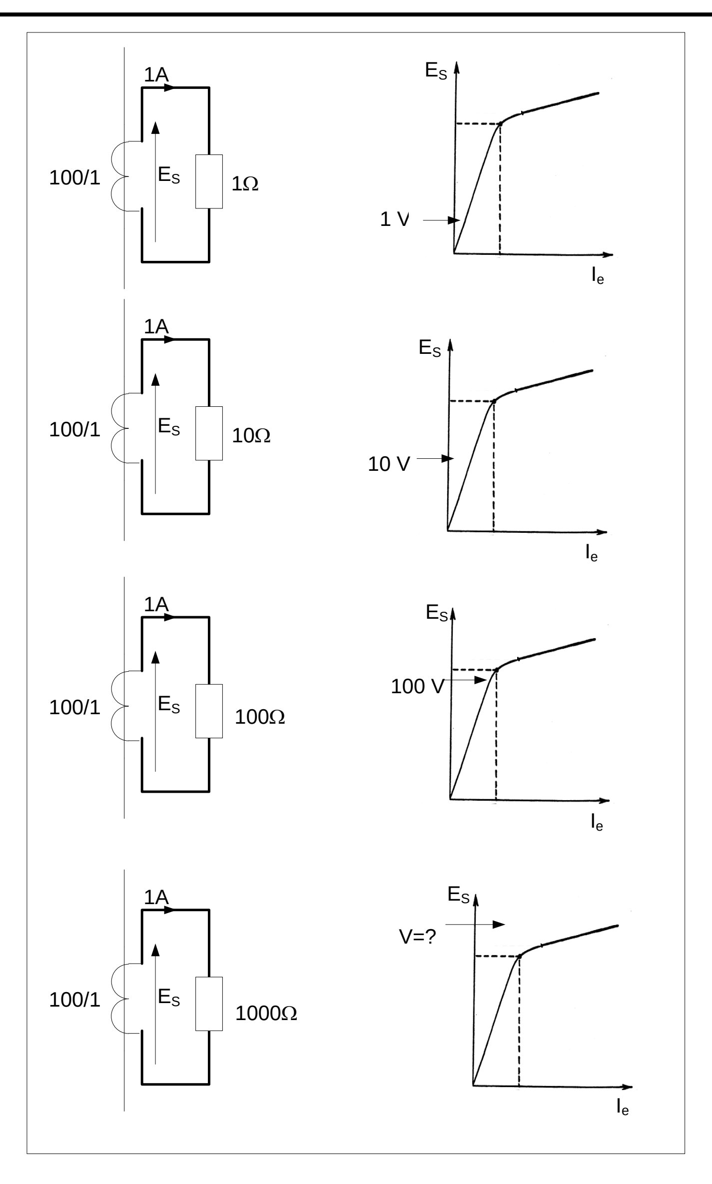
الذى يتحمل Burden قدره 12.5 VA وتياره الطبيعى فى الثانوى يساوى 5A يمكنه فى الواقع تحمل توصيل Burden قدره :

$Z_B = P / I^2 = 12.5 /25 = 0.5\ \Omega$

وبصفة عامة فالـ Burden من النقاط الهامة التى لابد أن تؤخذ فى الاعتبار عند اختيار محول التيار ، وهى تشمل : قيمة مقاومة الأسلاك + مقاومة جهاز الوقاية نفسه. وعلى ضوء قيمة هذه المعاوقة التى يراها محول التيار فى دائرة الملف الثانوى له فإننا يمكننا تحديد إلى أى مدى يمكن استخدام هذا المحول فى مجال القياسات العامة Measurements أو مجال الوقاية.

يلاحظ أنه كلما كان جهاز الوقاية يمثل Low Burden على محول التيار كلما كان ذلك أفضل ، لأننا لن نحتاج فى هذه الحالة إلى محول ذى قدرة عالية. وهذه إحدى الميزات العديدة لأجهزة الوقاية الرقمية لأنها تمثل Low Burden مقارنة بأنواع أجهزة الوقاية التقليدية (Electromagnetic or Static Relays) .

والأمثلة التى تظهر فى الشكل 2−10 توضح تأثير قيمة معاوقة جهاز الحماية/القياس على احتمالية تشبع محول التيار ، فكلما زادت مقاومة الجهاز ، كلما زاد الجهد بين أطرافه ، كلما اقترب من نقطة الانقلاب وهذا يعنى أن محول التيار على وشك أن تشبع.



شكل 2- 10 تأثير معاوقة جهاز الحماية على إحتمالية تشبع محول التيار

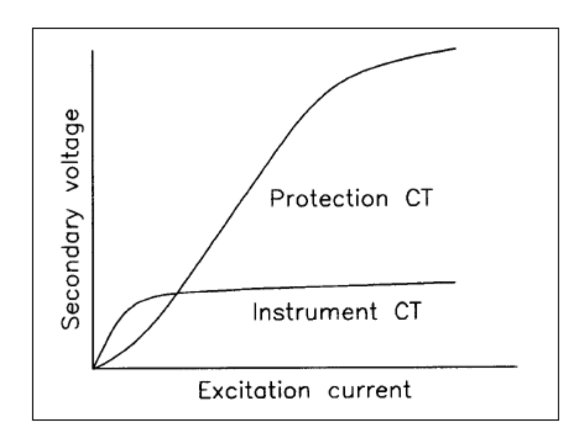
2-7-1 استخدام CTs فى أجهزة الوقاية و أجهزة القياس

يستخدم الـ CT في التطبيقات التالية:

- أجهزة الوقاية Protection CT
- أجهزة القياس والتحكم Instrument CT

ومن المهم التأكيد على أن أجهزة الـ CT المستخدمة مع أجهزة الوقاية تتميز بقدرتها على العمل بدقة فى مدى واسع للتيار لأن تيارات الأعطال متغيرة القيمة فى مدى واسع ، على عكس الـ CT المستخدمة فى أجهزة القياس حيث يكون لها مدى محدود للدقة المطلوبة.

ويلاحظ أنه من أبرز الاختلافات بين محولات التيار المستخدمة مع أجهزة الوقاية وتلك المستخدمة مع أجهزة القياس أنه فى حالة استخدام CT مع أجهزة الوقاية فإن الجهد الذى ينشأ بين طرفى المحول (E_s فى الشكل 2–7) نتيجة مرور التيار فى ملفه الابتدائى أعلى بكثير من الجهد الذى ينشأ فى المحولات المستخدمة مع أجهزة القياس . والفرق بين الجهدين واضح فى الشكل 2–11, وهذا شئ متوقع حتى لا يدخل المحول فى مرحلة التشبع سريعا فى لحظات الأعطال كما سيتضح لاحقا.



شكل 2–11 مقارنة جهد الثانوى فى محولات التيار المستخدمة مع أجهزة القياس وأجهزة الوقاية

علما بأن هناك أجهزة وقاية يتم فيها استخدام CT فقط كمصدر للإشارات الداخلة للجهاز ، على سبيل المثال:

- ✓ Non Directional Over Current Protection O/C
- ✓ Non Directional Earth Fault Protection E/F
- ✓ Differential Protection

وهناك بعض أجهزة الوقاية التى تستخدم CT وتستخدم معه VT كمصدر للمعلومات ، ومن هذه الأجهزة :

- ✓ Directional Earth Fault
- ✓ Distance Protection

وبالإضافة إلى أجهزة الوقاية فإن CT يستخدم أيضا مع أجهزة القياس التي قد تغذي من محولات تيار فقط ، أو تغذي من محولات التيار ومحولات الجهد . ويستخدم كذلك مع أجهزة قياس الطاقة الفعالة وغير الفعالة kWH , kVARH meters ، و أجهزة قياس القدرة الفعالة وغير الفعالة kW , kVAR meters ، وأجهزة قياس معامل القدرة .

ويمكننا تحديد إلى أى مدى يمكن استخدام هذا المحول فى مجال القياسات العامة Measurements أو مجال الوقاية على ضوء قيمة المعاوقة التى يراها محول التيار فى دائرة الملف الثانوى له (وهى Z_B التى تشمل: قيمة معاوقة الأسلاك Z_L + معاوقة جهاز الوقاية نفسه).

8-2 توصيف محولات التيار

<u>من أهم الكميات التى يجب توصيفها بدقة مع محول التيار ما يلى:</u>

- الحمل Rated Burden وكما ذكرنا فإنها تعرف بـ VA ، والقيم التالية تعتبر من أشهر القيم المستخدمة : (2.5 , 5.0, 7.5 , 10, 15, 30 VA)
- أقصى تيار يتحمله Continous Rated Current وغالبا يشار إلى أقصى تيار فى الجانب الابتدائى.
- أقصى تيار فى مدة وجيزة Short circuit current and duration time وغالبا يشار إلى تيار الثانوى ، وغالبا تكون المدة المحسوب عليها أقصى تيار تتراوح بين نصف ثانية وثلاث ثوان.
- تيار الثانوى Rated ، وغالبا يكون 1 أو 2 أو 5 أمبير. وغالبا إذا زادت المسافة بين محول التيار وبين جهاز الحماية عن 30 متر فإننا نستخدم تيارا ثانويا يساوى 1A .

- نسبة التحويل وأقصاها عمليا هى 3000/1 وبالطبع هناك قيم أصغر من ذلك.
- الـ Class ، وكما ذكرنا فى حالة محولات الجهد فإن Class تعتبر من أهم وأشهر القيم التى يوصف بها المحول.

ومن أشهر الـ Classes المستخدمة فى الوقاية فقط 5P, 10P بالإضافة إلى Class X الذى يستخدم غالبا مع أجهزة الوقاية التفاضلية وذلك طبقا للمواصفات البريطانية BS . وغالبا يستخدم Class 5P مع Instantenous OC Relays ، بينما يستخدم Class 10P مع أجهزة الـ Overcurrent من النوع المعروف بـ IDMT ، وكلاهما سنتعرض له بالتفصيل فى الفصل الثالث. بمعنى أنه كلما كانت الدقة المطلوبة عالية كلما تميزت الـ Class المستخدمة برقم أصغر ، أما التطبيقات التى لا تحتاج لدقة عالية فيكتفى فيها بـ Class-X.

لاحظ أن IEC لها مسميات أخرى لهذه الـ Classes ، وهى 5P, 10P, TPX, TPY, TPZ . وأخيرا ، فمن أهم القيم التى نحتاجها لتوصيف محول التيار القيمة التى تعرف بـ:

Accuracy Limit Factor ALF

وهو أيضا يعرف بأنه Saturation Factor . وأهمية هذه القيمة أنها تعطيك تصورا عن أقصى تيار يمر فى الجانب الابتدائى دون أن تتأثر دقة القراءة فى الجانب الثانوى ، بمعنى آخر ، أقصى تيار يمر فى الابتدائى قبل أن يتشبع القلب ، ويتشوه تيار الثانوى.

على سبيل المثال لو أن محول تيار له نسبة تحويل 200/1 وكانت قيمة ALF = 5 ، فهذا يعنى أن أقصى قيمة لتيار الابتدائى يمكن أن تمر دون أن يحدث تشوه فى تيار الثانوى تساوى 200 * 5 = 1000A .

ومن الصيغ المفيدة جدا والتى تعتمد على ALF تلك التى تظهر فى المعادلة 2-2 والتى تحدد قيمة أقصى جهد ينشأ بين طرفى الـ CT بدلالة ALF :

$$V_k = \frac{rated \quad VA}{I_n} \times ALF \ + \ I_n \times R_{CT} \times ALF \qquad [2-2]$$

وهى تعطى قيمة قريبة لقيمة الـ V_k التى سبق أن حسبناها من المعادلة 2−1 ، مع ملاحظة أن المعادلة 2−1 كانت بدلالة B_{max} وهى قيمة ليس بسهولة تحديدها أو معرفتها ، ومن هنا جاءت أهمية هذه المعادلة التقريبية.

2−8−1 كيف تقرأ المواصفات؟

غالبا تكتب مواصفات الـ CT على صورة 5P10 , 100/1 ، فماذا تعنى هذه المعلومة؟

هذه المعلومة تقول أن هذا الـ CT له دقة قياس قدرها 5% ويمكنه المحافظة على هذه الدقة فى مدى قدره 10 أمثال تياره الطبيعى الذى يساوى 1A فى الثانوى .

والرقم 10 يعرف فى المواصفات بـ ALF (Accurecy Limit Factor) كما ذكرنا سابقا. وبناء على هذه المعلومات يمكننا القول أن هذا الـ CT يمكنه تحمل تيار بحد أقصى 10A فى الثانوى ، وهو يعادل 1000A فى الابتدائى ، وخلال هذا المدى تكون دقة القياس فى حدود 5 % .

2-9 الاختبارات الأساسية لمحول التيار

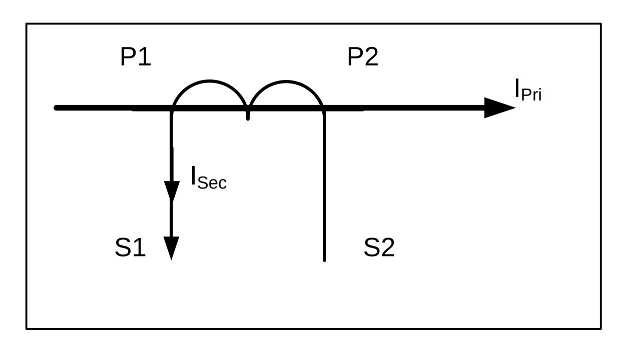
هناك ثلاث اختبارات أساسية يجب اجراؤهاقبل البدء فى ادخال محولات التيار فى الخدمة ، وهى ما تعرف بـ Commissining Tests وهى : اختبار القطبية ، واختبار قيمة نسبة التحويل Turns Ratio ، ثم اختبار الـ Magnitization Curve ، وفيما يلى نوضح هذه الاختبارات.

فأسهل هذه الاختبارات هو اختبار نسب التحويل حيث يوصل جهد على أحد الجانبين ويقاس الجهد الناتج فى الجانب الآخر بغرض التأكد من دقة التحويل . وعندها نقول أن الثانوى يمثل بصدق ما يحدث فى الابتدائى.

الاختبار الثانى هو اختبار القطبية ويتم اجراؤه كما يلى:

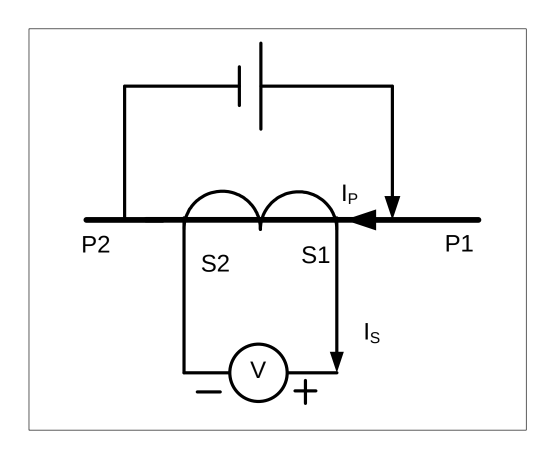
2-9-1 القطبية فى محولات التيار

من المهارات اللازم معرفتها كيفية تحديد اتجاه التيار فى ملفات الثانوى. ويمكنك للسهولة تطبيق قاعدة بسيطة وهى أن تيار الثانوى (من S1 إلى S2 فى الدائرة الخارجية) يكون دائما فى نفس اتجاه تيار الابتدائى المار من P1 إلى P2 كما فى الشكل 2−12 . لاحظ أن التيار فى الملف الثانوى نفسه يسير فى عكس اتجاه الابتدائى.



شكل 2−12 تحديد اتجاه التيار فى محولات التيار مقارنة بالتيار الأصلى

وللتأكد من صحة القطبية قبل توصيل الـ CT يمكن إجراء الأختبار المعروف بـ Flicker Test حيث يوصل فولتميتر بين طرفى الثانوى للـ CT بينما توصل بطارية جهد 6 فولت بين طرفى الابتدائى كما فى الشكل 2−13 ، فعند توصيل البطارية فى الدائرة ينحرف مؤشر الفولتميتر إلى الجهة الموجبة ، وعند فصل البطارية ينعكس فى الاتجاه الآخر ، وعندها تكون S1 هى الطرف الموصل إلى موجب الفولتميتر.



شكل 2−13 اختبار الـ Flicker لمعرفة القطبية الصحيحة للـ CT

2-9-2 اختبار Saturation Test

وتحتاج لإجراء هذا الاختبار إلى جهاز جهد متغير Variac مع أجهزة لقياس التيار والجهد. ويتم تغذية أطراف الجانب الثانوى بالجهد المتغير من الـ Variac مع قياس التيار الذى ينشأ فى الجانب الثانوى علما بأن الجانب الابتدائى يظل مفتوحا بدون أى حمل أثناء الاختبار.

ويبدأ الاختبار بزيادة تدريجية للجهد حتى نصل إلى نقطة عندها تتسبب أى زيادة طفيفة فى الجهد فى زيادة ضخمة فى التيار ، وهى نقطة الانقلاب التى تحدثنا عنها ، وعندئذ يبدأ تسجيل القراءات : حيث نبدأ فى خفض قيمة الجهد تدريجيا وتسجيل قيم التيار المقابلة لكل قيمة من قيم الجهد. مع التأكد من وصول الجهد إلى صفر فى النهاية للتأكد من حدوث Demagnetization للقلب. والآن يمكنك رسم العلاقة كما ظهرت سابقا فى الشكل 2− 8.

10-2 كيفية اختيار CT

توجد عدة طرق لاختبار مدى مناسبة نوع ما من CT لاستخدامه مع جهاز وقاية معين. فمن ذلك الطريقة التى تعتمد على مقارنة قيمة V_k وهى أقصى قيمة تنشأ بين طرفى محول التيار ، وقيمة V_S التى تنشأ نتيجة وجود Relay معين بين طرفى الثانوى ، فإذا كانت $V_K > V_S$ فهذا يعنى أن هذا المحول مناسب مع هذا الـ Relay ، كما فى المثال التالى:

مثال-2

اختبر مدى مناسبة استخدام OC Relay له مقاومة قدرها 0.02 ohm ومتوقع أن يمر فيه تيار عطل قدره 7226 أمبير ، وذلك مع محول تيار بالمواصفات التالية :

CTR = 1000/5 , 7.5VA, 10P20

$R_{CT} = 0.26\ \Omega$

$R_L = 0.15\ \Omega$

الحل

$V_S = I_{f\text{-}Sec}\ (R_{CT} + R_L + R_r)$

$= 7226 * 5/1000 * (0.26 + 0.02 + 0.15) = 15.54$ Volts

$$V_k = \frac{rated \quad VA}{I_n} \times ALF + I_n \times R_{CT} \times ALF$$

$V_K = 7.5/5 * 20 + 5 * 0.26 * 20 = 56$ Volts

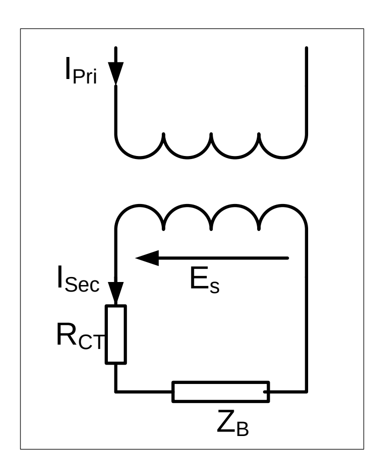
حيث $I_n = 5A$

وحيث أن $V_S < V_K$ ومن ثم فإننا نقول أن هذا الـ Relay يصلح أن يستخدم مع هذا الـ CT .

طريقة أخرى

ونقدم هنا أيضا طريقة أخرى مكونة من ثلاث خطوات:

1- نحسب قيمة الفولت الذى ينشأ على الملف الثانوى (كما فى الدائرة المبسطة فى شكل 2-14).



شكل 2-14 الجهد الناشئ على الحمل المركب على محول التيار

$$E_S = I_{Sec} (R_{CT} + Z_B) \qquad \text{(2-3)}$$

حيث R_{CT} هى قيمة المقاومة للملف الثانوى نفسه.

Z_B هى معاوقة الحمل Burden وتساوى (معاوقة الأسلاك + معاوقة جهاز الحماية).

2- نستخدم هذه القيمة (E_S) فى الحصول على أقصى كثافة فيض B_{max} يتحمله المحول ، وذلك من المعادلة المعروفة:

$$E_S = 4.44 * F * A * N * B_{max} * 10^{-8} \qquad \text{(2-4)}$$

حيث A هى مساحة مقطع القلب الحديدى للمحول (in^2)

F التردد (50 Hz)

Turns Ratio N

Lines/in^2 كثافة الفيض B_{max}

ملحوظة : إذا استخدمت وحدات m^2 لمساحة المقطع ، ووحدات wb/m^2 لكثافة الفيض فستحصل على E_s بالفولت دون الضرب فى 10^{-8} .

3– نقارن B_{max} المحسوب فى الخطوة السابقة بالرقم الذى يتحمله القلب الحديدى "حد التشبع" (غالباً 100,000 Lines/in^2) فى أجهزة المحولات الحديثة ، فإذا تعدت Bmax المحسوبة من معادلة رقم (2-4) هذا الرقم ، فعندها يصبح هذا المحول غير مناسب للاستعمال مع أجهزة الوقاية ، لأن الفيض المار به سيتعدى حد التشبع، وأما إذا كان أقل منه فيكون ذلك مؤشراً أنه يصلح للاستخدام فى هذه الحالة.

مثال-3

محول تيار له نسبة N= 2000 : 5 ومساحة مقطعه A= 3.25in^2 ، معاوقة ملفه الثانوى 0.31Ω ، والحمل فى الدائرة الخارجية له (Burden) يساوى 2Ω . المطلوب معرفة هل يصلح هذا المحول للاستخدام مع جهاز وقاية ، علماً بأنه من المتوقع أن يمر بالدائرة فى حالة العطل تيار تصل قيمته إلى 35,000A مع تردد 50Hz؟

<u>**الحل:**</u>

إذا صلح هذا المحول فهذا يعنى أن التيار فى ملفه الثانوى I_L سوف يساوى

$$I_L = 35000 * \frac{5}{2000} = 87.5A$$

وهذا يعنى أن الجهد الذى سيظهر على الملف الثانوى E_s سوف يساوى

$$E_s = I_L (Z_B + Z_L) = 87.5 (0.31 + 2) = 202.1 \text{ V}$$

وهذا يعنى وطبقاً للمعادلة رقم (4-2) أن كثافة الفيض المار فى القلب الحديدى سوف يساوى:

$$B_{\max} = \frac{E_S}{4.44\,F \times A \times N * 10^{-8}} = \frac{202.1}{4.44 * 50 * 3.25 * \frac{2000}{5} * 10^{-8}} = 70{,}030 \quad Lines/in^2$$

وحيث أن هذه القيمة أقل من القيمة القياسية المتعارف عليها فى محولات التيار المستخدمة فى أجهزة الوقاية هى ($100{,}000$ Lines/in^2) ، وبالتالى فهو يصلح للاستخدام.

أبحاث منشورة

1- M.I. Gilany , K. El-Naggar, "A discrete dynamic filter for detecting and compensating CT saturation", Accepted in Journal of Electric Power Systems Research, May, 2006.

2- M. Gilany, E. Aboul-Zahab, Saber M. Saleh, "Neural Network-Based Technique For Reducing CCVT Errors Under Fault Conditions", 10th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2005, Port Said, Egypt, pp. 489-493, Dec. 13-15, 2005.

3- IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes IEEE Standard C37.110-1996.

4- Y. C. Kang, J. K. Park , S. H. Kang , A. T. Johns and, R. K. Aggarwal, "An Algorithm for Compensating Secondary Currents of Current Transformers", IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, Jan. 1997, PP 116-124.

5- Yong Cheol Kang, Ui Jai Lim , Sang Hee Kang, and Peter A. Crossley", Compensation of the Distortion in the Secondary Current Caused by Saturation and Remanence in a C.T ", IEEE Transaction on power delivery, Vol.19, No.4 , October, 2004, PP 1642-1649.

6- jiuping Pan , Khoi Vu, and Yi Hu, " An Efficient Compensation Algorithm for Current Transformer Saturation Effects", IEEE Transaction on power delivery, Vol.19, No.4 , October, 2004, PP 1623-1628.

7- D. Hou and J. Roberts, "Capacitive Voltage Transformers: Transient Overreach Concerns and Solutions for Distance Relaying," 22nd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, USA, October 24–26, 1995.

الفصل الثالث
أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار

3 الفصل الثالث

أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار

أجهزة الـ Overcrrent Relays هى أقدم وأشهر وأوسع أجهزة الوقاية انتشاراً، وذلك لأن معظم الأعطال ينتج عنها زيادة فى التيار ، ومن هنا فإن التفكير كان دائماً ، ومن البداية ، يتجه إلى دراسة ومتابعة التغير فى قيمة التيار المار بأى عنصر من عناصر منظومة القوى ، وفصل التيار مباشرة عنه إذا تعدت قيمته حداً معيناً خاصاً بهذا العنصر. وفى هذا الفصل ندرس مبادئ و تطبيقات الـ Overcurrent Relays بالتفصيل .

1-3 العوامل المؤثرة على قيمة تيار العطل

من المعروف إن قيمة تيار العطل فى الأغلب تكون عالية جداً مقارنة بالقيم الطبيعية للتيار فى الدائرة ، وفى هذا الجزء من الفصل سنستعرض أبرز العوامل التى تؤثر على قيم تيار العطل ، وهى:

1-1-3 مكان العطل

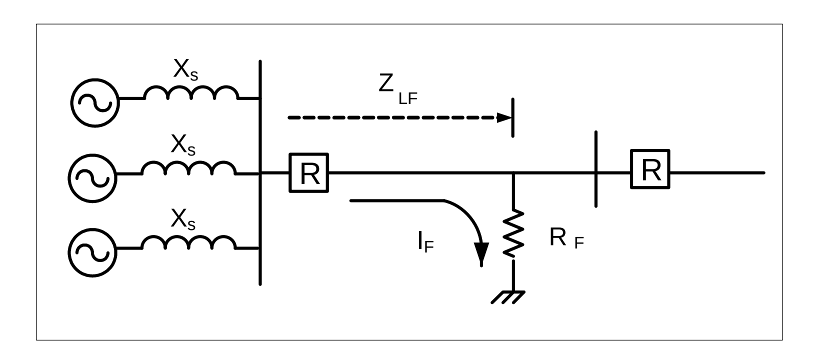
من المعلوم أنه كلما ابتعد العطل عن مكان الـ Relay كلما زادت المقاومة التى يراها الـ Relay ، وبالتالى تقل قيمة تيار العطل. وهذا يفسر السبب فى صعوبة اكتشاف الأعطال البعيدة عن المصدر ، حيث يكون الارتفاع فى قيمة تيار العطل طفيفاً.

2-1-3 قيمة مقاومة العطل R_F

عندما يقع خط هوائى مثلاً على الأرض ويحدث (Short Circuit) فإن تيار العطل يمر فى المسافة من مكان جهاز الوقاية R إلى موضع العطل خلال مقاومة الخط (Z_{LF}) ، ثم يمر فى مقاومة أخرى تسمى مقاومة العطل Fault Resistance, R_F ، كما فى الشكل 3-1 .
وهذه الأخيرة تتأثر بنوعية التربة (صخرية – طينية .. إلخ) ، كما تتأثر بوجود شرارة فى موضع العطل من عدمه، وعوامل أخرى متنوعة ، وبالتالى فتيار العطل إذا أخذنا فى الاعتبار قيمة مقاومة العطل يصبح:

$$I_F = \frac{V_S}{Z_{LF} + R_F} \qquad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3-1)$$

وهذا المعادلة تفسر السبب فى صعوبة اكتشاف الأعطال ذات المقاومة العالية High Impedance Fault ، لكون الارتفاع فى قيمة تيار العطل يكون طفيفا ولكون قيمة المقاومة غير ثابتة وغير محددةً . وهناك طرق خاصة تستخدم مع أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة لاكتشاف هذه النوعية من الأعطال التى تتميز بوجود ارتفاع طفيف فى قيمة تيار العطل. وفى نهاية الفصل قائمة ببعض الأبحاث المنشورة فى مجال التغلب على هذه المشكلة.



الشكل 3−1 عطل على خط خلال مقاومة

وتجدر الإشارة هنا إلى أن مقاومة العطل RF تكون بسبب الشرارة الناتجة عن العطل ، بالإضافة إلى مقاومة تأريض الأبراج. فأما المقاومة نتيجة تأريض الأبراج فتتراوح فى مدى واسع بين قيمة أقل من الواحد أوم ، وقيمة تتعدى مئات الأوم. وأما مقاومة الشرارة فتحسب بواسطة أحد المعادلات التقريبية التالية:

$$R_{arc} = \frac{8750}{I^{1.4}}$$

$$R_{arc} = \frac{350}{I} \qquad \Omega/\text{Ft of Arc} \qquad (3\text{-}2)$$

$$R_{arc} = \frac{3000}{I^{1.3}}$$

وجميع المعادلات السابقة تعطى قيمة مقاومة الشرارة بوحدات الأوم لكل قدم طولى من طول الشرارة . مع ملاحظة أنه كلما ارتفع تيار العطل كلما كان تأثير مقاومة الشرارة محدودا كما هو واضح من جميع المعادلات السابقة.

3-1-3 قوة مصدر التغذية

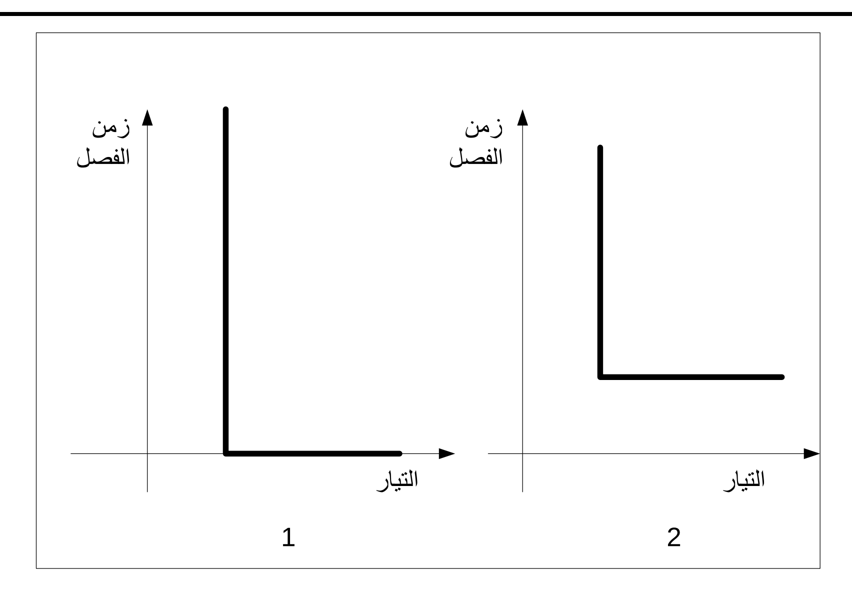
ومن العوامل الأساسية أيضا المؤثرة على قيمة تيار العطل قوة مصدر التغذية ، ويعبر عنها بانخفاض المعاوقة .Low Source Impedance . فلو تخيلنا محطة تغذية بها ثلاث مولدات ، وأن جميع المولدات فى الخدمة ، وموصلين على التوازى كما فى الشكل 3-1 ، فإن قيمة معاوقة المصدر المكافئة لهم ستكون ($X_s/3$) ، وبالتالى فالمعاوقة الكلية من المصدر حتى موضع العطل ستكون صغيرة ، ومن ثم يكون تيار العطل كبيراً . ويسمى المصدر فى الحالة الأولى Strong Source

لو فرضنا أن مولداً واحداً فقط هو الموجود بالخدمة فعندها ستكون مقاومة المصدر هى X_S وليس $X_S/3$ كما فى الحالة السابقة ، وبالتالى تكون المعاوقة الكلية من المصدر حتى موضع العطل كبيرة ، ويكون تيار العطل صغيراً. ويسمى المصدر وقتها Weak Source.

2-3 الأنواع المختلفة لأجهزة Overcurrent Relays

هناك أنواعاً متعددة لأجهزة Overcurrent Relays ، وروعى فى تصميم الأنواع المختلفة أن تأخذ فى الاعتبار التباين فى قيمة تيار العطل الذى سبق الحديث عنه فى الجزء السابق ، و أن تأخذ أيضاً فى الاعتبار الفترة الزمنية المطلوب فصل الدائرة المعطلة بعدها ، وهل هى فترة ثابتة أم متغيرة ؟ وهل هى فترة وجيزة أم طويلة ؟... إلخ. كل هذه الاعتبارات أنتجت فى النهاية عدة أنواع من أجهزة Overcurent Relays منها على سبيل المثال:

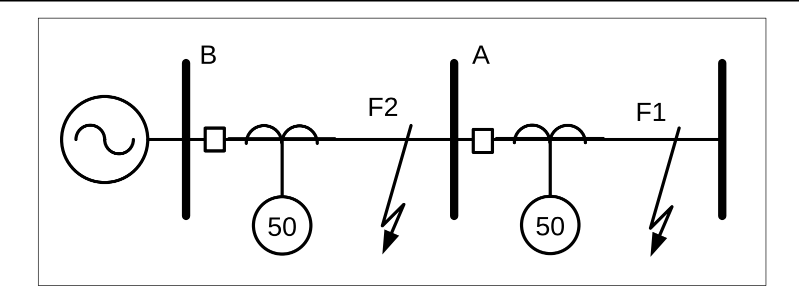
1- أجهزة تفصل لحظيا إذا تعدى التيار قيمة محددة Definite Current Relay (رقم -1 فى الشكل 3-2)
2- أجهزة تفصل إذا تعدى التيار قيمة معينة وتعدى زمن العطل أيضا قيمة محددة Definite Time Relay (رقم-2 فى الشكل 3-2) .



شكل 3-2 : علاقة التيار بالزمن فى أجهزة Overcurrent Relays

أما فى النوع الأول والذى يعرف أيضا بـInstantenous OC ، فإن جهاز الحماية يفصل الدائرة لحظياً إذا تعدت قيمة التيار قيمة محددة ، وهذا النوع مناسب لفصل الأعطال العالية التيار التى لا تتحمل أى انتظار ، لأنه حتى لو لم يستمر العطل سوى مدة وجيزة فإنه يجب فصله لخطورته.

ويعيبه بصفة أساسية أنه فى أحيان كثيرة خاصة حين يكون هناك خطين قصيرين فى الطول ومتتاليين ، فإنه يصعب عمل تنسيق بين أجهزة الوقاية من هذا النوع لأن الفرق بين تيار العطل على كلا الخطين لا يكون كبيرا كما فى حالة العطل عند النقطتين F1& F2 فى الشكل 3-3.

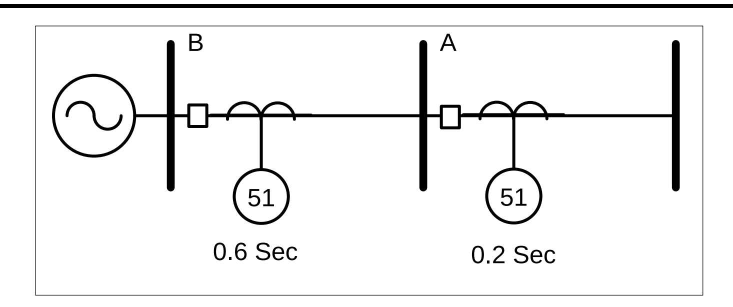


شكل 3-3 صعوبة التمييز لدى المحطة B بين الأعطال عند F1 , F2

أما النوع الثانى (Definite Time) فهو مناسب للأعطال الأقل خطورة ، حيث أنه يفصل إذا تعدت قيمة التيار قيمة محددة بالإضافة إلى مرور فترة زمنية محددة أيضاً لبقاء العطل ، وبالتالى فعنده القدرة على تجنب فصل الدائرة بسبب عطل عابر Transient Fault لأن الجهاز سينتظر مدة محددة قبل إعطاء إشارة الفصل ، فلو كان العطل عابراً فسيختفى قبل انقضاء المدة المحددة للفصل ، وبالتالى لن تفصل الدائرة ، بينما لو كان العطل من النوع الدائم Permenent Fault فسيتم فصله بمجرد انتهاء المدة المحددة المضبوط عليها الجهاز.

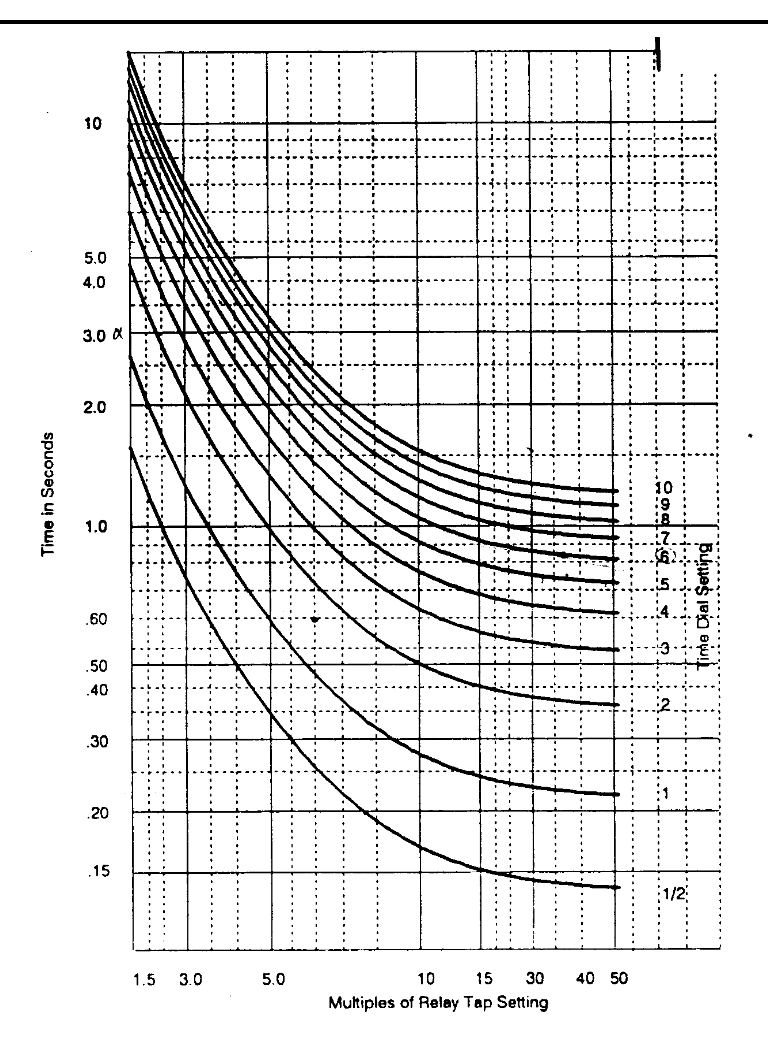
و يستخدم هذا النوع عندما تكون Z_{Source} أكبر من Z_{Line} (بمعنى آخرعندما يكون الفرق بين مستوى Short Circuitفى أول الخط وآخره صغيرا) ، وهذا يعنى أنه تغلب على مشكلة النوع الأول.

ولكن يعيبه أن التنسيق أيضا يكون صعبا بين أجهزة الوقاية من هذا النوع على الخطوط المتتالية ، حيث يكون زمن الفصل أكبر ما يمكن فى حالة الأعطال قرب المصدر كما فى الشكل 3-4 رغم أن أنها الأعطال الأخطر والأعلى قيمة.



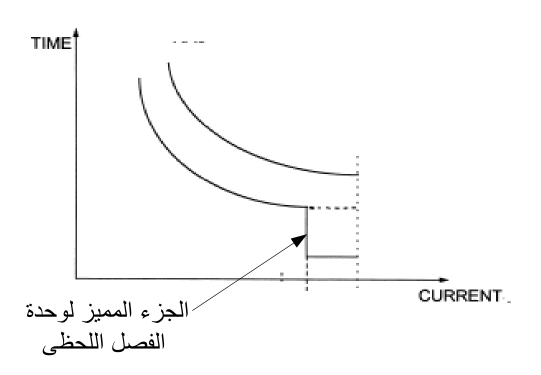
شكل 3–4 زمن الفصل كبير فى الأجهزة القريبة من المصدر

3– وهناك نوع ثالث يعرف بـ (Normal Inverse OC) ، وهو يجمع بين ميزات النوعين السابقين ، فيفصل طبقاً لعلاقة عكسية بين تيار العطل وزمن العطل , ويتميز بأنه لا يتأثر بالأعطال العابرة ، وفى نفس الوقت يفصل بسرعة فى حالة الأعطال العالية التيار. هذا النوع من الأجهزة يكون عادة مزودا بمنحنيات ذات ميول متعددة لتناسب جميع الاستخدامات ، وليعطى سرعات متنوعة لنفس قيمة التيار كما فى الشكل 3–5 . ولكن هذه الأجهزة لا تصلح للاستخدام فى الأنظمة ذات قدرة التوليد المتغيرة. وغالبا يستخدم هذا النوع عندما تكون Z_{Source} أقل من Z_{Line} ، بمعنى آخرعندما يكون الفرق بين مستوى Short Circuit فى أول الخط وآخره كبيرا.



شكل 3−5 منحنيات الـ Normal Inverse

وفى أغلب الأحيان يكون جهاز Overcurrent Relay مكونا من وحدتين : الأولى من النوع Inverse OC بحيث تفصل بعد زمن تأخير معين طبقا لمنحنى التشغيل المستخدم ، والوحدة الثانية تكون من النوع Instantenous أى تفصل لحظيا بمجرد أن تزيد قيمة التيار عن Setting آخر عالى جدا كما فى الشكل 3−6.



شكل 3–6 المنحنى الخاص بجهاز Inverse OC ومعه وحدة Instanentous OC

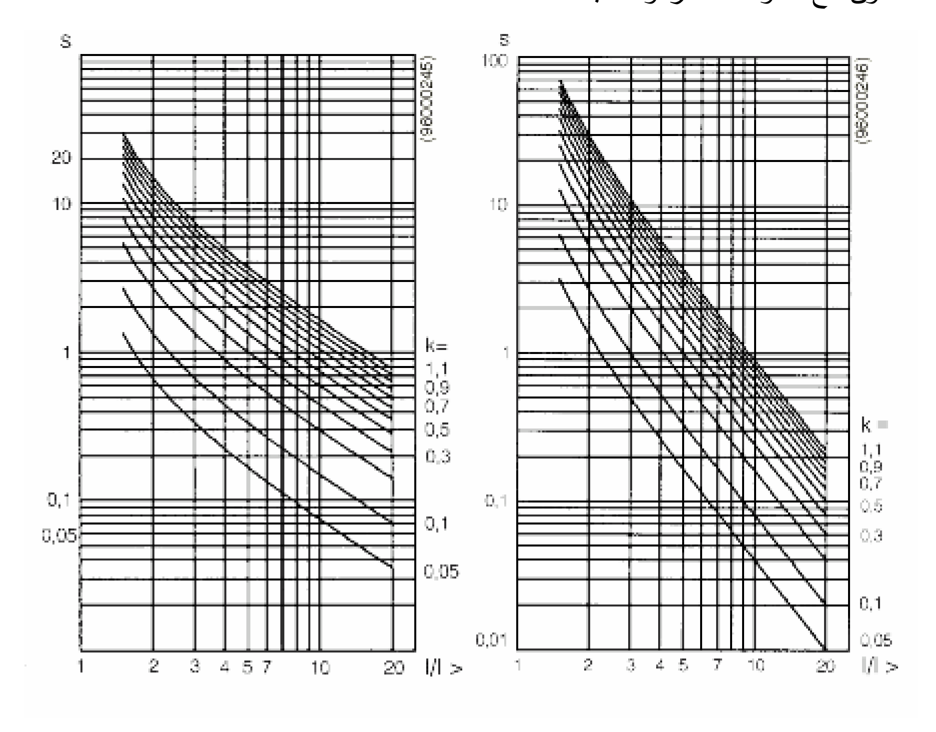
وقد كان هذا يتم فى الأجهزة القديمة باستخدام وحدتين منفصلتين كما فى حالة الأجهزة الإلكتروميكانيكية . أما فى حالة الأجهزة الرقمية الحديثة فقد أصبح يتم داخل جهاز واحد ، وبصورة أسهل بكثير ، حيث التحكم فى تصرفات الجهاز يكون بتغيير المعادلة المستخدمة داخل الجهاز.

و يلحق بالـ Inverse Relay نوعين أخرين من نفس الفئة وهما:

1 – أجهزة فصل لها منحنى ذات خصائص شديدة الأنعكاس Very inverse characteristic ويمثله المنحنى الأيسر فى الشكل 3–7 .وهو يستخدم فى الحالات التى يكون تغذية الخطوط من اتجاهات مختلفة ، و من مميزات هذة الأجهزة أن زمن عملها يتضاعف عندما يحدث نقص فى التيار من سبعة إلى أربعة أضعاف الـ Setting المضبوط عليها الجهاز. و يؤدى هذا إلى إمكانية استخدام عدة Relays على التوالى و بنفس قيمة الـ Time multiplaier .الذى سنتعرف عليه بعد قليل .

2 – أجهزة فصل لها منحنى ذات خصائص فائقة الأنعكاس Extremely inverse characteristic ويمثله المنحنى الأيمن فى الشكل 3–7 و هو يستخدم فى الحالات التى يتطلب فيه تنسيق أزمنة الفصل مع Fuse. وهذه الأجهزة مصممة للاستخدام بشكل أساسى للمغذيات فى شبكات التوزيع التى تتميز بأحمال ثابتة نسبيا. و تعتبر هذه الأجهزة

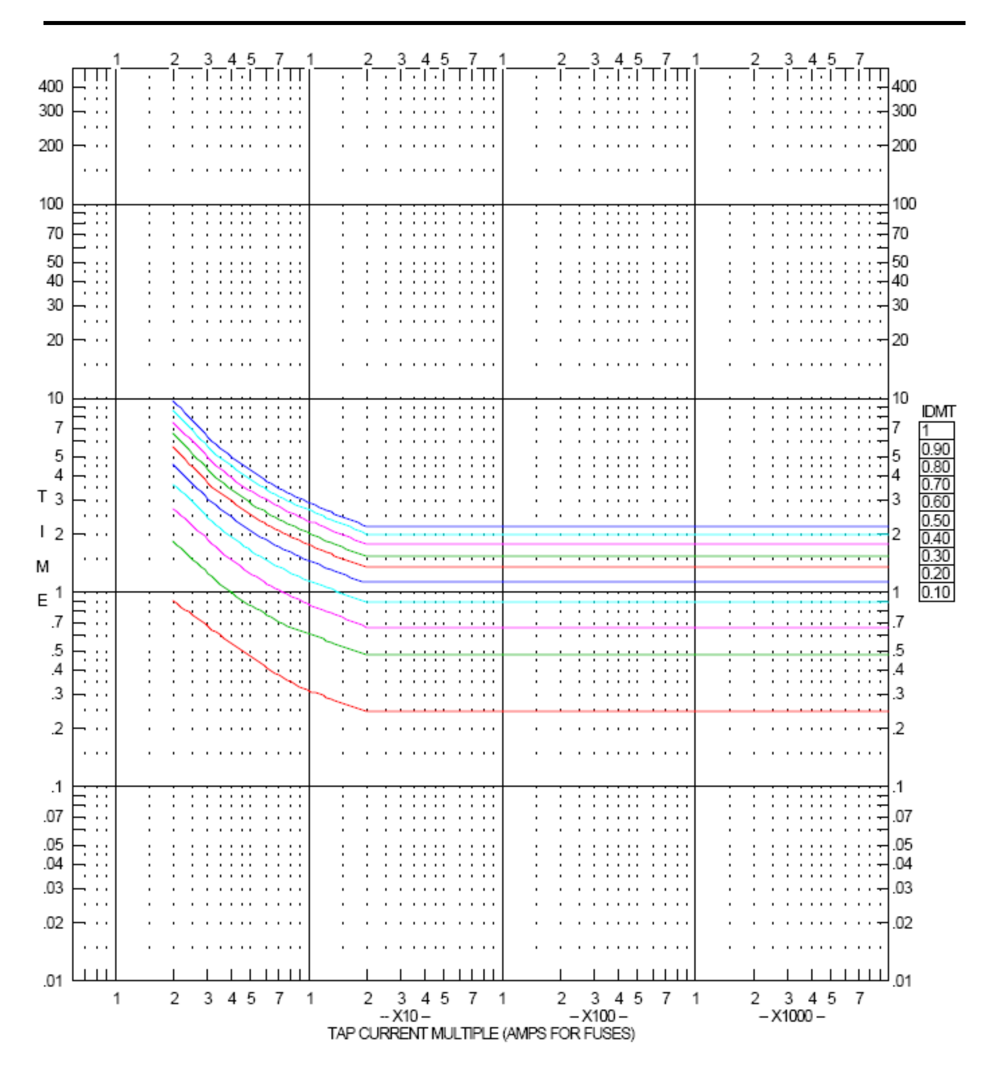
مفضلة لحماية المعدات من التسخين الزائد Overheating و استخداماتها النموذجية تكون مع محولات القدرة و الكابلات.



3 – 7 منحنيات الـ Very Inverse (Left) and Extermely Inverse (Right)

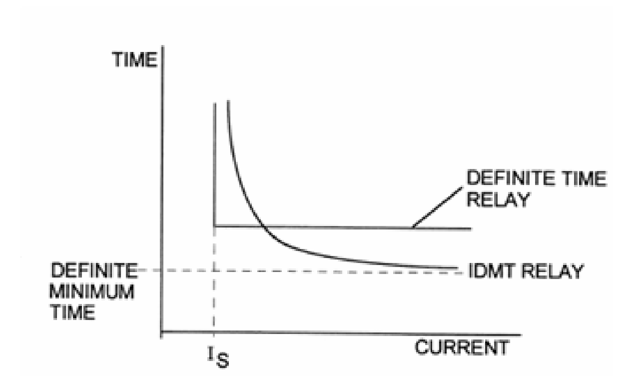
4- وهناك نوع رابع من أنواع الـ OC Relays يسمى IDMT InverseDefinite Minimum Time ، ويتميز بوجود جزء Inverse مع التيارات المنخفضة حتى حد معين ثم يلى ذلك جزء له زمن فصل ثابت لحظى Instantaneous (خط أفقى) فى حالة التيارات العالية. لذلك فهو Inverse + Definite Time فى نفس الوقت. والشكل 3-8 يعطى مثالا على ذلك النوع.

و الأنواع الأربعة السابقة يمكن ان يضاف إلى كل منها وحدة إضافية تسمى الوحدة الأتجاهية (Directional Unit) ، وفى حالة استخدام الـ (Directional OC) فلا يكفى أن يزيد التيار عن قيمة الضبط Setting ، وإنما يلزم كذلك أن يكون تيار العطل فى اتجاه محدد وإلا فلن يعمل حتى لو كان التيار عاليا جدا.



شكل 3–8 منحنيات الـ IDMT

الشكل 3–9 يبرز الفرق بين النوع الثانى و الرابع.



شكل 3–9 مقارنة بين منحنى DT Realay ومنحى IDMT Relay

3-3 ضبط قيمة الحماية OC Relay Setting

المقصود بضبط الجهاز هو اختيار نوع العلاقة بين زمن الفصل وقيمة تيار العطل ، بمعنى تحديد القيم التى يفصل عندها الجهاز ، و تحديد زمن التشغيل عند هذه القيم. وفى الأجزاء التالية سنقدم شرحاً لطريقة ضبط أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار من النوع Inverse وكذلك من النوع Instantenous حيث أنهما الأكثر انتشارا فى الشبكات الكهربية.

و عموما لضبط أى جهاز OC فإن هناك ثلاث خطوات متتالية مطلوبة :

1– اختيار محول التيار المناسب CT

2– اختيار التيار الذى يبدأ عنده الجهاز فى العمل Pickup

3– وأخيرا اختيار زمن الفصل المطلوب Time Dial Setting ،

وفيما يلى تفصيل هذه الخطوات بفرض أننا نستخدم النوع الأول وهو Inverse Overcurrent Relay .

1-3-3 اختيار محول التيار المناسب

تذكر قبل متابعة الأجزاء التالية أن جهاز الوقاية يقع فى الجانب الثانوى من محول التيار ، وبالتالى فالتيار المار به هو نفسه التيار الأصلى مقسوماً على نسبة التحويل Current Transformer Ratio (CTR).

وهناك عنصرين يحددان اختيار CTR المناسبة ، وهما:

1- قيمة التيار الطبيعى (أقصى حمل Full Load Current).

2- قيمة تيار القصر المسبب لتشبع CT.

فبالنسبة للعنصر الأول فيحسن أن نختار CTR التى تنتج تيارا فى الثانوى فى حدود أقل من 1A أو 5A فى حالة مرور التيار الطبيعى فى الابتدائى .

وأما العنصر الثانى فيحسن أن نختار CTR بحيث أن أقصى تيار قصر يمر خلال المحول ينتج تياراً فى الجانب الثانوى لا يسبب تشبعاً.

مثال -1

لو فرضنا أن تيار القصر فى دائرة مثلاً يساوى 4600 أمبير، وأن التيار الطبيعى لنفس الدائرة يساوى 130 أمبير ، ولو فرضنا أن CT يتشبع إذا تعدى تيار الثانوى خلاله 100 أمبير ، فإن CTR (X : 5) المناسبة تحسب كالآتى:

$$X \rightarrow 5 \qquad X \rightarrow 5$$

$$I_{SC} \rightarrow <100 \qquad 4600 \rightarrow <100$$

$$\therefore X \geq \frac{4600 * 5}{100} \geq 230$$

وبالتالى فإن CTR المناسبة هى 5 : 300 ، حيث 300 هى أقرب قيمة قياسية أعلى من 230. وفى هذه الحالة فإن هذه النسبة تنتج فى الوضع الطبيعى تيارا يساوى :

$$\frac{130 \times 5}{300} = 2.1A$$

أى في الحدود الطبيعية (أقل من 5 أمبير) . كما أنها لن تسبب تشبعا لأنها تنتج عند أقصى تيار قصر تيارا قيمته:

$$I_{SC} = \frac{4600 \times 5}{300} = 75A$$

وهو أقل من 100A ، وبالتالى فـ CTR تعتبر مناسبة.

2-3-3 الخطوة الثانية : اختيار تيار البدء Pickup Current

فى حالة أجهزة الوقاية من النوع Inverse فإنه عادة يقاس تيار البدء (Pickup) بمضاعفات كمية تسمى بـ TAP ، وهو يحدد القيمة التى يبدأ عندها الجهاز فى العمل ، وفى أجهزة الإلكتروميكانيك القديمة من النوع الـ Induction Disc كانت هذه الكمية تسمى بـ Plug Setting Multiplier PSM . وسنعتمد فى هذا الكتاب التسمية الأولى فقط.
وعادة يرمز للـ Pickup value عمليا بالرمز "$I_>$" . وأصبح من المتعارف عليه أن تيار العطل دائماً يقاس بمضاعفات الـ TAP أو ما يسمى Multiple of TAP ، بمعنى أننا نقول مثلاً أن تيار العطل خمس أمثال الـ TAP أو ثلاثة أمثال الـ TAP ، وهكذا ، وهذا يفسر أن المحور الأفقى فى الشكل 3-5 لم يقاس بالأمبير ، وإنما بمضاعفات TAP.

وتبدأ عملية حساب الـ Setting بتحديد قيمة الـ TAP كنسبة مئوية من تيار الثانوى للـ CT التى تريد ضبط الجهاز عليها ، وغالبا يتم الضبط على 100% من تيار الثانوى ، لكن قد يتم الضبط على قيمة أقل كما فى حالة EF Relay .
وتجدر الإشارة إلى أن جميع OC Relays تكون قيم الـTAP الموجودة فيها فى الغالب مقسمة إلى أجزاء من 50 % إلى 200 % من قيمة الـ Standard Input الخاص بالـ Relay . مع ملاحظة أن جهاز الوقاية يكون الـ Standard Input له إما 1A أو 5A . و بعض اشركات تسمى هذه القيمة I_S إشارة إلى أنه تيار الـ Setting.

فإذا فرضنا أن لدينا OC Relay له Standard Input يساوى 1A ، ففى هذه الحالة إذا ضبط الجهاز على 100% فإن I_s = TAP = 1A، أما إذا ضبط الجهاز على 75% فإن الـ TAP فى هذه الحالة يساوى 0.75 A ، وبالمثل إذا ضبط على 150% فإن الـ TAP =1.5A.

مثال-2

احسب قيمة تيار العطل فى حالة استخدام OC Relay مضبوط على 75% ، ومع استخدام CTR = 100/1 وذلك فى حال مرور تيار عطل قدره 300 أمبير فى الجانب الابتدائى للـ CT.

الحل:

بما أن الـ Relay قد ضبط على 75% فقط فهذا معناه أن :

TAP = 0.75 * 1A = 0.75A

وبما أن تيار العطل منسوبا للجانب الثانوى وطبقا للـ CTR المعطاة يساوى

300 * 1/100 = 3A

إذن فتيار العطل مقاسا بـ TAP يساوى

3A / 0.75A = 4 TAP

لاحظ مرة أخرى أن وحدة القياس هنا هى الـ TAP وليس الأمبير.

3-3-3 الخطوة الثالثة: اختيار Time Dial Setting , TDS

بعد أن تم تحديد قيمة تيار العطل كمضاعفات من TAP فإننا يمكننا تحديد زمن الفصل لتيار معين ، وذلك بتحديد منحنى تشغيل معين من المنحنيات التى ظهرت فى شكل 3-5 وتسمى هذه العملية اختيار Time Dial Setting . أو تسمى أحيانا Time Multiplier Setting, TMS ، وبالتالى فالتسميتين : TDS أو TMS مترادفتين ، والمثال التالى يبين طريقة حساب زمن العطل من منحنى ما.

مثال -3

من منحنيات Overcurrent الموجود فى شكل رقم 3-5 ، مطلوب حساب زمن التشغيل عند حدوث عطل ، مسببا مرور 12 أمبير فى الـ Relay ، علماً بأن Pickup للجهاز يساوى 4 أمبير ، ومنحنى الزمن المستخدم (TDS) هو المنحنى رقم 4 فى الشكل 3−5.

الحل:

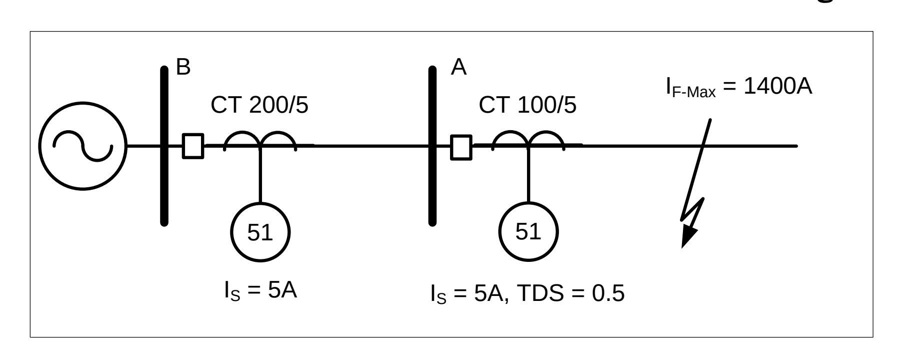
هذا مثال بسيط جداً لأنه يعطى القيم المارة فى Relay مباشرة ، ولا يشغل بال القارئ بنسب التحويل وإنما فقط للتدريب على استخدام منحنيات الزمن ، وما عليك الآن إلا أن تحدد قيمة تيار العطل كمضاعفات للـ TAP وفى هذه الحالة يساوى:

$$I_F\,(as\,a\ multiple\ of\ TAP) = \frac{12A}{4A} = 3\,TAP$$

ثم فى الشكل 3-5 ، نرسم خط رأسى عند TAP=3 حتى يتقاطع مع المنحنى رقم 4 ، ثم ارسم خط أفقى ، لتجد أن زمن فصل هذا العطل يساوى تقريبا 2.0 Sec .

مثال -4

احسب زمن الفصل لجهازى الحماية عند A و B فى الشكل 3−10. جميع المعلومات معطاة فى الشكل.



شكل 3−10 بيانات المثال رقم 4 .

الحل

واضح من المعلومات المعطاة أن الـ TAP = 5A .

بالنسبة للـ Relay –A فتيار العطل يساوى

$$I_F = \frac{1400}{100/5} \div 5A = 14\,TAP$$

وزمن الفصل المقابل لهذه القيمة من الشكل 3−5 عند استخدام TMS = 0.5 يساوى تقريبا 0.15 ثانية.

أما الـ Relay-B فتيار العطل عنده يساوى :

$$I_F = \frac{1400}{200\diagup 5} \div 5A = 7\,TAP$$

وزمن الفصل المقابل لهذه القيمة من الشكل 3−5 يساوى تقريبا 0.25 ثانية بفرض أننا نستخدم نفس الـ TMS السابق. وبالطبع فهذه نتيجة غير مرضية لأن الزمن بينهما صغير وأقل من Coordination Time . الذى نفترض أنه يساوى هنا 0.3 sec. − والذى سنتعرف عليه تفصيليا فى الجزء 3−3−4 − ولحل هذه المشكلة يلزم استخدام TMS أكبر وليكن مثلا المنحنى رقم 1. فعندها سنحصل على زمن فصل يساوى تقريبا 0.5 ثانية ، وهذا يعنى أنه منحنى مناسب.

4-3-3 لكن كيف يتم اختيار المنحنى المناسب؟

وحتى يتم اختيار الـ TDS بصورة صحيحة لابد أن يؤخذ فى الاعتبار قواعد التنسيق بين أجهزة الوقاية المختلفة ، فلو فرضنا مثلاً ، وطبقاً للشكل 3-10 على سبيل المثال ، فإن الجهاز A سيفصل العطل بعد زمن قدره 0.15 Sec ، فإننا نتوقع أن الجهاز عند B يجب أن يفصل نفس العطل (فى حالة تعثر A لأى سبب من الأسباب) بعد زمن أطول. وفى أغلب الحالات يوضع فترة تمييز زمنية Time Gap بمعنى هامش زمنى بين الجهازين فى حدود 0.4 sec . وهذه الفترة الزمنية تتوقف على عدة عوامل أهمها زمن فصل القاطع ، والخطأ فى دقة القياس ، و معامل الأمان ، و زمن الـ Reset .

و المعادلة التالية تبين هذه المعاملات

$$\Delta t \geq t_{CB} + t_{\mathrm{Re}set} + t_{Inacc} + t_{M\,\mathrm{arg}} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(3-3)$$

t_{CB} = Operating time for the circuit breaker = 40 : 100 msec.

t_{reset} = Reaset time for the relay = 40 : 70 msec.

t_{inacc} = The sum of inaccuracy in time measurement = 50 : 100 msec.

t_{marg} = Saftey margin

ومن الخبرات العملية وجد أن أنسب قيمة لتحقيق التناسق بين Relays تكون فى حدود 400 مللى ثانية ، وقد تقل أحيانا إلى 300 مللى ثانية .

5-3-3 نماذج عملية

وعمليا يتم حساب الـ TAP إعتمادا على مواصفات و نوع العنصر المراد حمايته ، كما فى المعادلات التالية. مع ملاحظة أن هذه المعادلات مستنتجة من الخبرة العملية و ليس لها إثبات رياضى.

1 – تحديد قيمة تيار Pickup للحماية ضد زيادة التيار فى خطوط النقل

لتحديد تيار الـ Pickup – "$I_>$" – لأجهزة الـ OC المستخدمة لحماية خطوط النقل تستخدم هذه المعادلة

$$1.2 * \frac{I_{Load}}{K_r} \le I_> \le 0.7 * I_{SC\min} \quad (3-4)$$

$I_>$ = Pick-up current

I_{load} = Maximum load current

K_r = Resetting ratio for the relay (Drop off/Pick up).

$I_{SC\ min}$ = The samallest fault current that must be detected by the relay.

1.2 = Safety margins Between 1.5 & 0.7.

لاحظ أن الـ K_r يعبر عن النسبة المئوية التى يتحرر بعدها الـ Relay إذا انخفض التيار عن قيمة الـ Setting . على سبيل المثال لو أن Relay معين يحدث له Reset إذا انخفض التيار المار به إلى أقل من 0.95 من قيمة الـ Setting فعندها نقول أن K_r تساوى 0.95 .

2 – تحديد قيمة تيار الـ Pickup عند حماية محولات القدرة :

لتحديد تيار الـ Pickup فى أجهزة الـ OC المستخدمة لحماية المحولات تستخدم هذة المعادلة :

$$I_{>} \geq 1.5 * \frac{I_n}{K_r} \quad \text{...}(3-5)$$

$I_{>}$ = Pick-up current

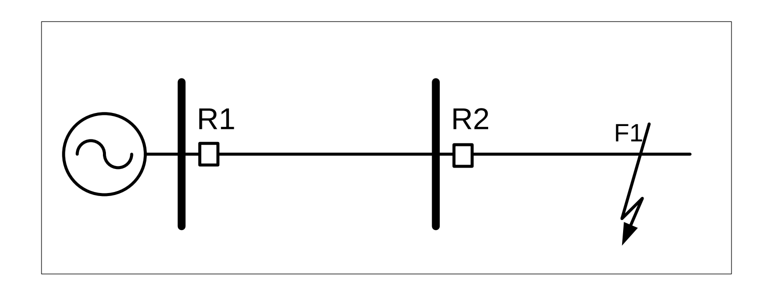
K_r = Resetting ratio for the relay (Drop off/Pick up).

I_n = Nominal current on the side of the transformer where the relay is installed

1.5 = Safety margins

مثال-5

خط نقل كما هو موضح فى شكل 3−11 جهد 132 كيلو فولت و تيار الحمل المقنن فيه يساوى600 أمبير(وهو نفس قيمة conductor rated current) ، يتم حمايته باستخدام OC Relay له Standard Input يساوى 1A ، و محول تيار المستخدم نسبته 800 :1. احسب قيمة الـ TAP لكلا من جهازى الحماية: R1 & R2 . علما بأن أقل SC Current يساوى 8000 A .



شكل 3− 11 بيانات المثال رقم −5

الحل

حيث أن الخط مغذى من جهة واحدة فإن الـ TAP يكون موحدا للجهازين، لكنهما سيختلفا فى منحنى التشغيل الذى يحدد زمن الفصل كما سيتبين بعد قليل. وبتطبيق المعادلة 3−4

$$1.2 * \frac{I_{Load}}{K_r} \leq I_{>} \leq 0.7 * I_{SC\min}$$

يمكننا حساب الـ Tap لـ R1 و R2

$$1.2*\frac{600}{0.98}\leq I_{>}\leq 0.7*8000$$

$$734.693\leq I_{>}\leq 5600$$

فى المعادلة السابقة قمنا بفرض قيمة تقريبية للـ Reset Factor بـ 0.98 و هى قيمة معقولة فى حالة استخدام أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة. و من الحسابات السابقة يمكننا اختيار قيمة تيار Pickup بـ 800 أمبير ، و هى تعادل 100 % من قيمة نسبة التحويل لمحول التيار ، أى أن TAP=1A ، وهذا يعنى نظريا انه عند مرور تيار مقداره 1 أمبير فى الملف الثانوى أو 800 أمبير فى الملف الأبتدائى فإن جهاز الحماية سوف يعمل و يعطى أمر الفصل.

وغالبا يتم اختيار المنحنى الذى يعطى أسرع زمن فصل للجهاز القريب من العطل و هو R2 فى المثال السابق. و من المنحنيات الخاصة بـ Relays و المبينة فى الشكل 3−5 سوف نختار أسرع منحنى وهو TMS = 0.5 .

و لمعرفة أزمنة الفصل على هذا المنحنى نجد أنه إذا وصل تيار القصر إلى قيمة 8000 أمبير (وهو ما يساوى عشر أضعاف الـ TAP) نجد أن زمن الفصل يصل الى 0.16 ثانية تقريبا.

و لاختيار منحنى مناسب للـ Relay R1 فإنه يجب اختيار منحنى يقوم بعزل العطل بعد زمن إضافى فى حدود 400 مللى ثانية .و بالرجوع إلى المنحنيات نجد أنه فى حالة اختيار TMS هو المنحنى 2 فسيكون زمن فصل الجهاز R1 عند تيار عطل يساوى 8000 أمبير هو 0.5 ثانية . و فى هذة الحالة سوف يكون هامش الزمن بينه وبين Relay R2 يقدر بحوالى 350 مللى ثانية ، أما اذا تم اختيار TMS = 3 فسوف يكون هامش الزمن حوالى 450 مللى ثانية ، و هنا سيكون أمامنا إختياران ، و الأفضل أن نختار المنحنى الذى يعطى زمن فصل أسرع للمحافظة على العنصر المراد حمايته ، و بالتالى سوف نختار المنحنى الأول الذى له TMS = 2.

و هنا يمكن أن نطرح سؤال هام: هل جهاز الحماية بهذه القيم سيفصل عند زيادة الحمل؟

للإجابة على ذلك يجب أن نذكر أولا أن زيادة الحمل المسموح بها فى خطوط نقل الطاقة يجب ألا تتعدى 25 % من قيمة الطاقة المنقولة ، و من الحسابات السابقة نجد أن نسبة تيار Pickup إلى تيار Load هى نسبة 800 : 600 أى أنه يعادل 125 % من تيار الحمل. وهذا يعنى نظريا أنه يمكن أن يفصل عند حدوث Overload .

ولكن من دراسة منحنيات أجهزة OC نجد أن نقطة بدء التشغيل الفعلى للـ Relay تتراوح بين 1.1 : 1.15 من قيمة الـ TAP فى الأجهزة الحديثة ، و معنى هذا أنه عند حدوث زيادة فى الحمل قدرها 25% فإن جهاز الحماية يبدأ فعليا فى العمل إذا وصل التيار داخله إلى:

$$I_{>} = 800 * 1.1 = 880 \text{ A}$$

و هذا التيار يعادل 1.375 من قيمة التيار المقنن لخط النقل , ومن ثم لن يتأثر بحالة الـ Overload .

6-3-3 كيفية ضبط Instantenous Relays

كما سبق وذكرنا فهذه النوعية من أجهزة الـ OC مناسبة للوقاية من الأعطال الخطيرة ذات التيار العالى لأنها تفصل لحظياً بمجرد أن يتعدى تيار العطل قيمة محددة سلفاً للجهاز. وهناك عدة اعتبارات يجب أن تراعى عند ضبط هذه الوحدات.

أولاً: إذا كان الجهاز مستخدماً لوقاية خطوط متتابعة كما فى الشكل 3−11 ، فإن Instantenous unit عند محطة ما يجب أن تضبط قيمة الـ Pickup فيها بحيث تفصل عند قيمة أعلى بنسبة 1.20 من أقصى تيار عطل متماثل Symmetrical r.m.s Fault Current عند المحطة التالية. ويرمز لقيمة الـ Pickup عمليا فى هذه الحالة بالرمز "$I_{>>}$".

فمثلا عند ضبط الجهاز R1 فى الشكل السابق ، فإنه يجب أولاً تحديد أقصى تيار يراه الجهاز R2 ، وبعدها تضبط وحدة الفصل اللحظى للجهاز R1 على قيمة أعلى بنسبة

% 20 من أعلى قيمة يراها R2 ، وبالتالى فدائماً خطوات الضبط تبدأ من النقطة الأبعد من المصدر ثم تتجه بالتدريج حتى تصل إلى المصدر .

و بخصوص نسبة الـ 20% الزائدة ، فقد تم اختيارها لتجنب أن يفصل الجهاز R1 مثلاً لحظياً بسبب عطل أمام R2 ، حيث أنه من المعلوم أن هناك احتمالات للخطأ فى تحديد قيمة التيار نتيجة أخطاء أجهزة القياس وأجهزة CT وغير ذلك ، لكن مجمل هذه الأخطاء دائماً ما يكون أقل من نسبة 20% من قيمة تيار العطل ، وهذا هو السبب فى اختيار هذه النسبة.

وهذه النسبة قد تزيد إلى 50% فى حالة استخدام وحدات الفصل اللحظى لوقاية الجانب الابتدائى لمحولات القوى Power Transforner حتى نتجنب الفصل الخاطئ بسبب أخطاء فى الجانب الثانوى ، لأن مسببات الخطأ فى هذه الحالة يضاف لها عنصر جديد وهى تيار الاندفاع فى المحولات Transformer Inrush Current ، وبالتالى يتم رفع نسبة الخطأ المحتمل إلى 50% بدلاً من 20% .

4-3 التعامل مع ظاهرة الـ Cooled Inrush

عند انقطاع التغذية الكهربية عن مدينة ما فإن الناس فى الغالب يتركون معظم الاجهزة الكهربية كالإنارة والثلاجات والمكيفات دون غلق سهوا . فإذا افترضنا أن 50% من أجهزة التكييف لم يتم فصلها بعد انقطاع التيار، فهذا معناه أنه عند رجوع التيار فإن هذه الأجهزة ستبدأ فى العمل متزامنة فى لحظة واحدة ، وهذا معناه أن تيار البدء العالى Starting Current الذى يسحب فى مثل هذه الأجهزة سيتم سحبه من كل الأجهزة فى نفس اللحظة ، مما يعنى أن تيار عاليا جدا سوف يمر فى المغذيات.

ورغم أن هذا التيار العالى سرعان ما سينخفض بصورة طبيعية خلال ثوانى لأنه يمثل فى معظمه تيارات البدء Starting Currents إلا أن بعض Overcurrent Relays قد تتاثر بهذا التيار العالى فتعتبره Fault Current وبالتالي يتم فصل المغذيات مرة أخرى. ومن هنا جاءت هذه التسمية لأن تيار الـ Inrush يحدث عند بدء التشغيل بعد توقف طويل تكون قد "بردت" فيه المحولات فسمي Cooled Inrush .

ولحل هذه المشكلة فإنه يمكن ان يتم تشغيل OC Relay على منحنى له زمن فصل طويل نسبيا مثل المنحنى العاشر فى الشكل 3-5 ، وذلك لمدة عدة ثوانى حتى يعود التيار لقيمته الطبيعية بعد اختفاء Starting Currents وبعدها يمكن للـ Relay أن يعود مرة أخرى إلى المنحنى الأصلى له . وهذا أفضل من بعض الحلول الأخرى التى تفصل أجهزة الوقاية تماما فى بداية رجوع الكهرباء لمدة ثوانى حتى تسمح بمرور الـ Inrush دون مشاكل ، لأن هذا الأسلوب ينطوى على مخاطر كبيرة ، إذ يمكن أن يتصادف وجود عطل حقيقى فى بداية التشغيل ترتفع قيمة التيار دون وجود حماية .

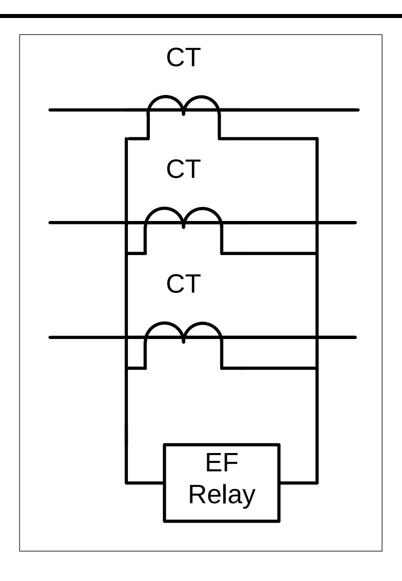
3-5 الوقاية من الأعطال الأرضية Earth Fault Protection

أحد الاستخدامات الرئيسية لأجهزة Overcurrent Relays هو استخدامها فى الوقاية ضد الأعطال الأرضية Earth Faults, EF . وسميت بذلك لأن الأرض تكون جزء من الدائرة المغلقة التى يمر فيها تيار العطل . أما الأعطال التى لا تكون الأرض فيها جزءا فى دائرتها فتسمى Phase Faults . ونستعرض فى هذا الجزء الأنواع المختلفة من Earth Fault Relays ، و الفكرة الأساسية التى بني عليها كل جهاز.

ورغم أن Earth Fault Relay هو فى الأصل ليس إلا Overcurrent Relay ، لكنه يأخذ رقما مختلفا. فجهاز overcurrent رقمه المعروف الذى يظهر فى اللوحات هو 51 (Inverse) أو 50 (Inst)، بينما Earth Fault Relay سيظهر فى اللوحات برقم 64 لأن أسلوب توصيله فى الدائرة مختلف.

3-5-1 الطريقة الأولى Residual Connected Earth Fault Relay

من المعروف أنه فى الظروف الطبيعية للتشغيل تكون التيارات فى الأوجه الثلاثة متساوية $I_C = I_B = I_A$ ، كما يكون المجموع الاتجاهى للتيارات الثلاثة يساوى صفرا. أما فى حالة الأعطال فهذا المجموع سيساوى قيمة أكبر من الصفر . وهذه هى الفكرة التى بنيت عليها هذه الطريقة ، حيث يوصل جهاز EF (64) ليمر خلاله مجموع التيارات الثلاثة كما فى شكل 3-12 . والجهاز يرسل إشارة فصل فى حالة زيادة التيار عن قيمة أعلى قليلا من الصفر (غالبا ما تكون 20% من التيار الطبيعى فى Phases) .



شكل 3–12 الطريقة الأولى

ملاحظة هامة

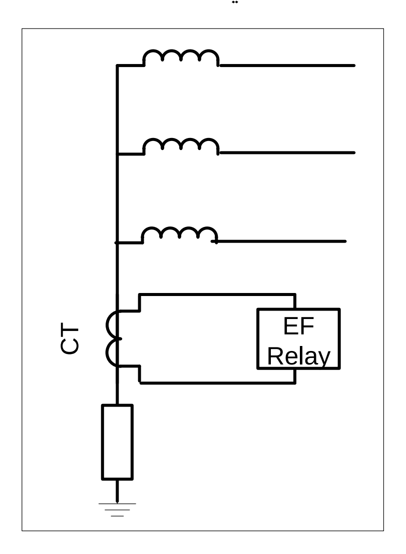
يلاحظ في حالة الأعطال الأرضية أيضاً ظهور مركبة التيار المعروفة بـ Zero Sequence Current أو المركبة الصفرية وهى لا تظهر إلا إذا كان العطل متصلاً بالأرض ، ومعروف من قواعد Symmetrical Components أن مجموع التيارات الثلاثة $I_A + I_B + I_C =$ صفر في الأحوال العادية ، ويساوى $3I_o$ أى ثلاثة أمثال Zero sequence component في حالة الأعطال الأرضية ، ولذا أحياناً يسمى هذا النوع من أجهزة الوقاية Zero Sequence Relay.

2-5-3 الطريقة الثانية EF In Neutral Connection

كما هو معلوم ، فإن معظم المولدات يتم تأريض نقطة التعادل فيهابواسطة وصلة تأريض ،وهذه الوصلة قد تكون أى إلى الأرض مباشرةSolid أو قد تكون خلال مقاومة . ومعلوم كذلك أن التيار المار خلال وصلة التأريض Earthing Connection يساوى صفراً فى الوضع الطبيعى . وحتى فى وجود تيارات متسربة علي طول الخط من خلال Stray Capacitances فإن مجموع هذه التيارات يساوى – فى أسوا الأحوال – قيمة صغيرة جداً مقارنة بالقيم الطبيعية للتيار.

الآن ، لو فرضنا أن عطلاً أرضيا قد حدث على أحد الخطوط الثلاثة ، فإن تيار العطل لابد أن يجد طريقاً له خلال الأرض ليعود إلى المولد ، وإلا فلن تكون هناك دائرة مغلقة ولن يكون هناك تياراً للعطل أصلاً. وهذا الطريق ليس إلا كتلة الأرض نفسها(المتأثرة برطوبة المياه الجوفية وأملاح التربة) و ينتهى حتماً إلى وصلة التأريض ليعود إلى المولد ويكمل الدائرة المغلقة.

ومن هنا فإن التيار خلال وصلة التأريض فى أثناء التشغيل الطبيعي يكون صفراً أو قريب من الصفر ، بينما تحمل هذه الوصلة تياراً عالياً خلال فترة العطل ، وهذه هي الفكرة الأساسية التي بنيت عليها هذه التوصيلة التى تظهر فى الشكل 3−13. حيث يوضع جهاز EF Relay في وصلة التأريض من خلال CT على هذه الوصلة ، ويتم ضبطه بحيث يفصل الدائرة إذا مر به تيار أعلى من التيار الطبيعي لهذه الوصلة ، والذي يعادل كما ذكرنا في أسوء الأحوال 20% من قيمة التيار الطبيعي المار بالعنصر المراد حمايته .

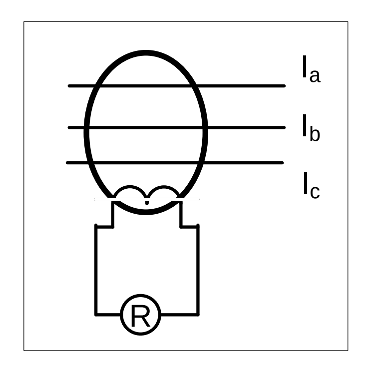


شكل 3−13 الطريقة الثانية

3-5-3 الطريقة الثالثة Core Balance EF Protecection

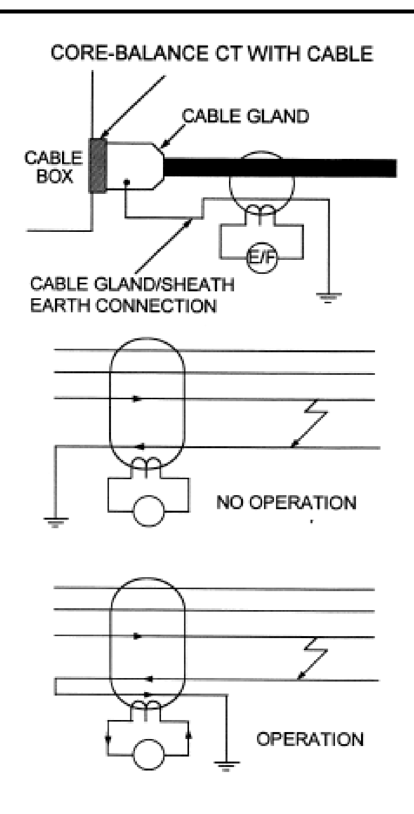
هذه الطريقة تصلح إذا تعذر فى الطريقة الثانية الوصول لوصلة التأريض ، أو إذا تعذر وضع محول تيار فى كل وجه على حدة فى الطريقة الأولى كما فى حالة الكابلات مثلاً. وهذه الطريقة تظهر فى الشكل 3−14 . وفيها يستخدم محول تيار واحد مركب على Core على

شكل حلقة ، تدخل فيها الأسلاك الحاملة للتيارات الثلاثة ، بينما يركب EF Relay على أطراف الثانوى للمحول. فى أثناء الظروف الطبيعية للتشغيل يكون الفيض الإجمالى داخل الحلقة يساوى صفر ، بينما تكون له قيمة كبيرة أعلى من الصفر فى حالة العطل فقط. وتتميز هذه الطريقة بالحساسية العالية.



شكل 3− 14 الطريقة الثالثة

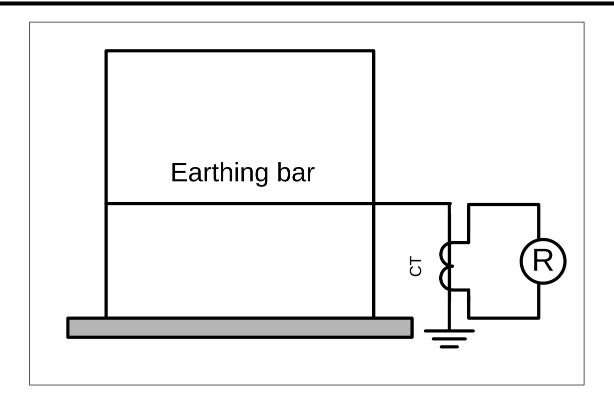
لاحظ أنه فى حالة حدوث عطل على كابل فإن توصيل Earth Connection بصورة خاطئة يمكن أن يتسبب فى عدم اشتغال الـ Relay كما فى الجزء الثانى من الشكل 3−15 حيث يظل التيار داخل الـ Core يساوى صفرا حتى فى حالة العطل. لكن فى حالة وجود Sheath داخل الـ Core فيجب أن تدخل الـ Earth Connection وتخرج من الـ Core كما فى الجزء الأخير من الشكل حتى يتم عمل إلغاء لتأثير تيارها.



شكل 3 −15 توصيل Earth Connection للكابل

3-5-4 الطريقة الرابعة

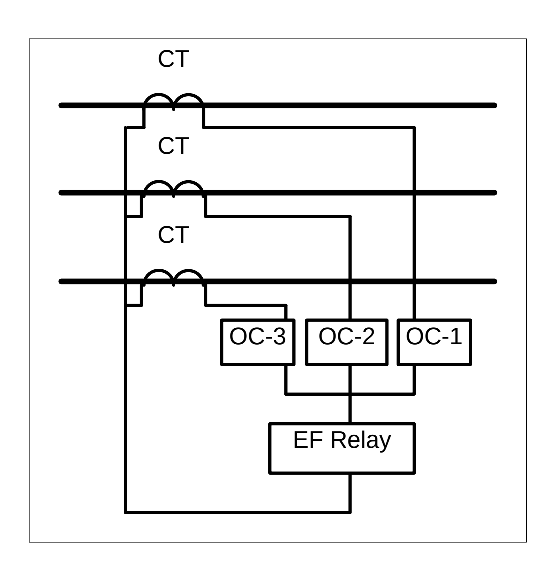
وهناك طريقة أخرى لاكتشاف الأعطال الأرضية ، وذلك بتوصيل جهاز الوقاية فى وصلة تصل بين الجسم المعدنى للمحول مثلاً والأرض ، كما فى الشكل 3−16 . لاحظ أنه عند حدوث تلامس بين الملفات مثلاً والجسم الخارجى سيتم مرور تيار عالى خلال هذه الوصلة وبالتالى سيتم اكتشافه بسرعة.



شكل 3−16 الطريقة الرابعة

5-5-3 الطريقة الخامسة Combined EF and Phase Fault Protection

على عكس الطرق السابقة ، فإننا يمكن أن ندغم استخدام EF Protection مع Phase Protection وذلك كما فى الشكل 3−17. وهى بالتأكيد طريقة مكلفة اقتصاديا لكنها أكثر اعتمادية .



شكل 3−17 الطريقة الخامسة

6-5-3 الطريقة السادسة Residual Voltage Relay

من الطرق المعروفة أيضاً لاكتشاف الأعطال الأرضية أن يتم جمع الجهود للأوجه الثلاثة بدلاً من جمع التيارات. ومجموع $V_A + V_B + V_C$ يسمى Residual Voltage وهو يساوى صفراً فى الأحوال العادية ويساوى $3V_o$ في حالة الأعطال الأرضية ، وقد سبق شرح كيفية توصل VT للحصول على هذه القيمة في الفصل الثانى (شكل 2−2).

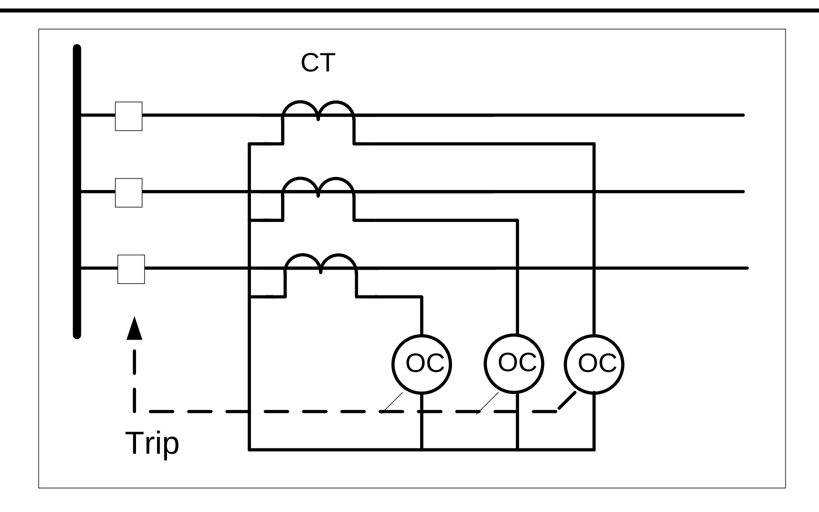
7-5-3 ميزات EF Protection

من استعراض الطرق السابقة يتبين أن الميزة الأساسية لاستخدام EF Relays للوقاية من الأعطال الأرضية ، والتى يتفوق فيها على Phase OC Relays المستخدمة فى الوقاية من الأعطال فى الأوجه هى الدقة العالية ، حيث أن EF Relay لا يمر فيه تيار مطلقاً فى الأحوال الطبيعية (أو فى أسوء الأحوال يمر فيه تيار صغير جداً مقارنة بالتيار الطبيعى) ، ثم فى حالة العطل يمر به تيار عالى جداً ، ومن هنا فالتباين والتمييز واضح جداً بين تيار العطل والتيار الطبيعى.

أما فى حالة استخدام OC فى الوقاية من أعطال الأوجه فإن الجهاز يمر به التيار الطبيعى (Phase Current) قبل حدوث أى عطل ثم ترتفع القيمة إلى قيمة تيار العطل بعد ذلك ، وربما فى بعض الأحيان يكون الفرق بين التيارين غير كبير وبالتالي فالتمييز Discrimination بين الحالة الطبيعية وحالة العطل ليس كبيراً كما في حالة EF Protection.

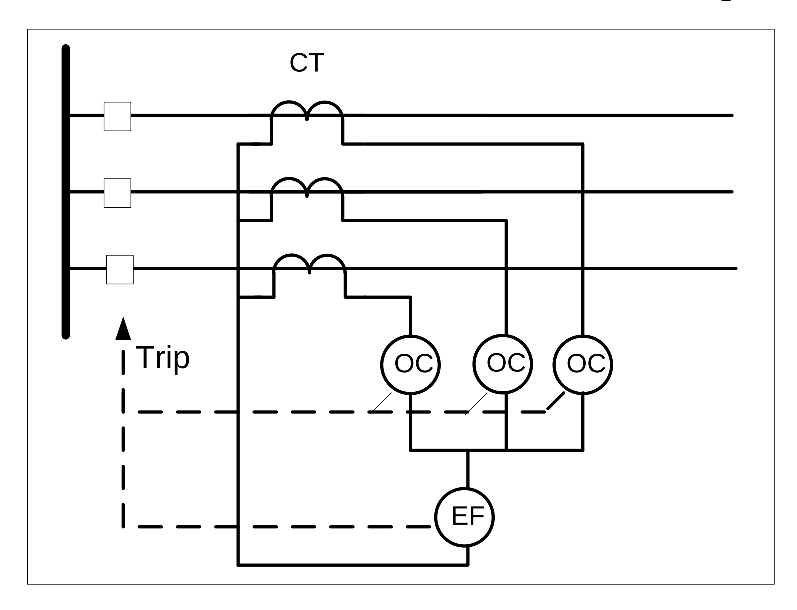
6-3 الأنظمة المختلفة لوضع الـ OC Relays بالشبكات

تتعدد طرق تركيب الـ OC Relays فى الشبكات ، وهو ما يعرف بـ OC Protection Schemes . فمن هذه الأنظمة استخدام OC Relay منفصل لكل Phase على حدة كما فى الشكل 3−18 . وتتميز هذه الطريقة بالقدرة على اكتشاف جميع الأعطال فى الأوجه الثلاثة.



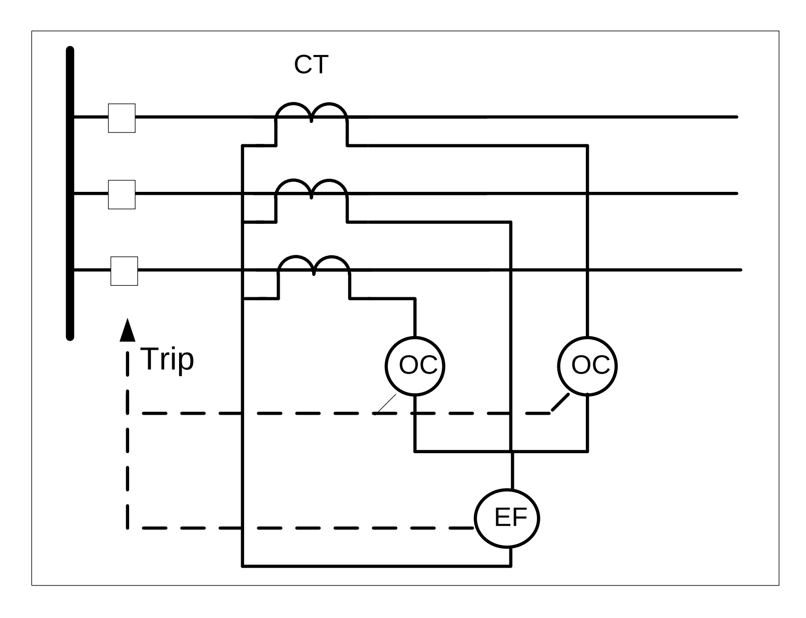
شكل 3−18 استخدام OC Relay منفصل فى كل Phase

لكن أحيانا فى بعض الشبكات يكون من الصعب اكتشاف بعض الأعطال الأرضية بسبب انخفاض قيمة تيار العطل ، وفى هذه الحالة نستخدم Earth Fault Realy مع المجموعة السابقة كما فى الشكل 3−19 .



شكل 3−19 استخدام OC لكل Phase مع استخدام EF أيضا

وفى كثير من الأحيان يتم تركيب اثنان فقط من أجهزة الـ OC Relays على Two Phases على أن يركب معهما EF Realy فى المسار الذى يمر فيه مجموع تيارات الـ Phases الثلاثة ، كما فى الشكل 3−20 . وتتميز هذه الطريقة بأنها اقتصادية حيث تستخدم ثلاث أجهزة بدلا من أربعة.



شكل 3−20 استخدام OC منفصل فى Two Phases فقط مع استخدام EF فى الـ Phase الثالث

7-3 ضبط أجهزة الوقاية ضد الأعطال الأرضية

يتم ضبط هذه النوعية من الوقاية بنفس الطريقة التى سبق الحديث عنها فى الجزء الخاص بضبط أجهزة الـ Overcurrent . فمن المعروف عمليا أن جهاز الوقاية يكون لـه Standard Input إما 1A أو 5A ، فإذا فرضنا أن لدينا EF Relay لـه دخل 1A ، ففى هذه الحالة إذا ضبط الجهاز على 20% فإن TAP = 0.2A .

مثال- 6

احسب قيمة تيار العطل فى حالة استخدام EF Relay with 1A مضبوط على 20% ، ومع استخدام CTR = 100/1 وذلك فى حال مرور تيار عطل قدره 60 أمبير فى الجانب الابتدائى للـ CT.

الحل:

بما أن الـ Relay قد ضبط على 20% فقط فهذ معناه ن الـ TAP = 0.2A .

وبما أن تيار العطل فى المثال وطبقا للـ CTR المعطاة يساوى

60 * 1/100 = 0.6 A

إذن تيار العطل يساوى

0.6A / 0.2A = 3 TAP

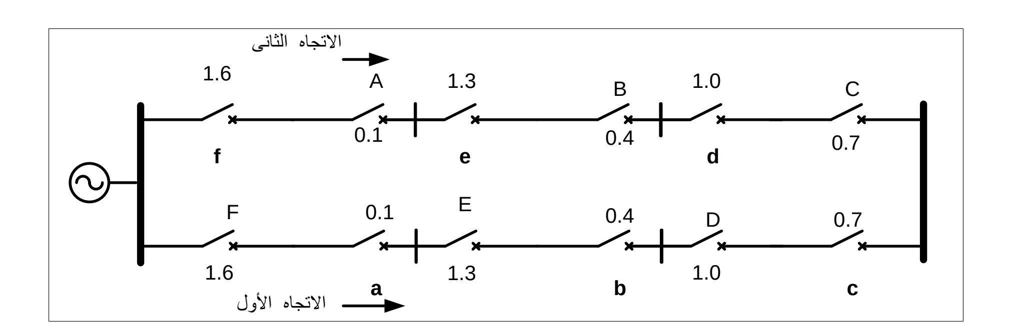
لاحظ أن وحدة القياس هنا هى الـ TAP وليس الأمبير. والفرق فقط يكون فى استخدام نسبة 20% من التيار الطبيعى وليس 150% كما هى العادة فى حالة OC Relays ، والسبب واضح ، فالأصل أن التيار فى دوائر EF يكون صفرا فى الأحوال الطبيعية ، بمعنى أنه يمكن ضبط الـ Relay بحيث يشتغل – نظريا – بمجرد أن يتجاوز التيار فيه قيمة الصفر ، ولكن هذا غير عملى ، ففى الواقع أننا نستخدم نسبة 20% لنأخذ فى الاعتبار قيم التيارات الشاردة ، ولنأخذ فى الاعتبار أيضا احتمالات عدم التماثل الطبيعى بين Phases المختلفة .

ويمكن إذا كان المطلوب زيادة حساسية الجهاز إن يتم خفض نسبة 20% إلى أقل من ذلك حسب الحساسية المطلوبة ، وحسب قيمة التيارات الغير متماثلة Unsymmetrical Currents الموجودة فى الظروف الطبيعية ، والتي يجب قياسها أولا ليكون Setting دائما أعلى من قيمتها. ويتم التنسيق الزمني فيما بين أجهزة الوقاية ضد الأعطال الأرضية بعضها البعض وبصورة منفصلة عن الوقاية ضد زيادة التيار فى الأوجه.

8-3 قيم الضبط فى أجهزة الوقاية فى الدوائر الحلقية

هذه الدوائر يكثر وجودها فى دوائر التوزيع لكنها تحتاج للدقة عند ضبط قيم الـ Setting . وسنضرب هنا مثالا مبسطا لشبكة حلقية لها تغذية من نقطة واحدة.

بداية ، يتم تنسيق أزمنة الفصل بدءا من أبعد نقطة عن المصدر(A فى الاتجاه الأول) فيتم ضبطها على أسرع زمن وليكن 0.1 ثانية ثم يتم زيادة Time Gap وهو زمن للتمييز بين أجهزة الوقاية فى نفس الاتجاه ، ولنفرض أنها 0.3 ثانية ومن ثم تصبح أزمنة الأجهزة 0.1 – 0.4 – 0.7 –1.0 –1.3 1.6 . بالمثل يتم اختيار زمن 0.1 ثانية لأبعد جهاز من الجهة الأخرى (a فى الاتجاه الثانى) ثم يضاف زمن 0.3 ثانية لجميع الأجهزة فى نفس اتجاهه كما فى الشكل 3−21 .



شكل 3−21 ضبط الـ OC Relays فى الدوائر الحلقية

9-3 التحمل الحرارى للمعدات

أحد أهم توابع ضبط أجهزة الوقاية أن يتم التأكد من أن المنحنى الذى تم اختياره (TDS) سينتج زمن فصل للتيار فى الحدود الحرارية الآمنة للمعدات ، بمعنى آخر ، أنه بناء على خطوات الضبط أصبح معلوماً الآن أن تيار القصر ($I_{S.C}$) مثلاً سيتم فصله بعد زمن (T) ، لكن بقي أن نتأكد أن هذه الفترة الزمنية التى تمر قبل فصل الدائرة لن تسبب ارتفاع فى درجة حرارة المعدات بدرجة أكبر من الحدود المسموح بها.

وهذه الحدود يتم تحديدها من قبل الشركات المنتجة لهذه المعدات ، فمثلاً شركات الكابلات تنتج منحنيات مثل تلك التى فى شكل رقم 3-22 ، وعلى نفس المنوال تنتج شركات المحركات والمولدات والمحولات منحنيات مماثلة. ومن خلال هذه المنحنيات وبمعرفة قيم

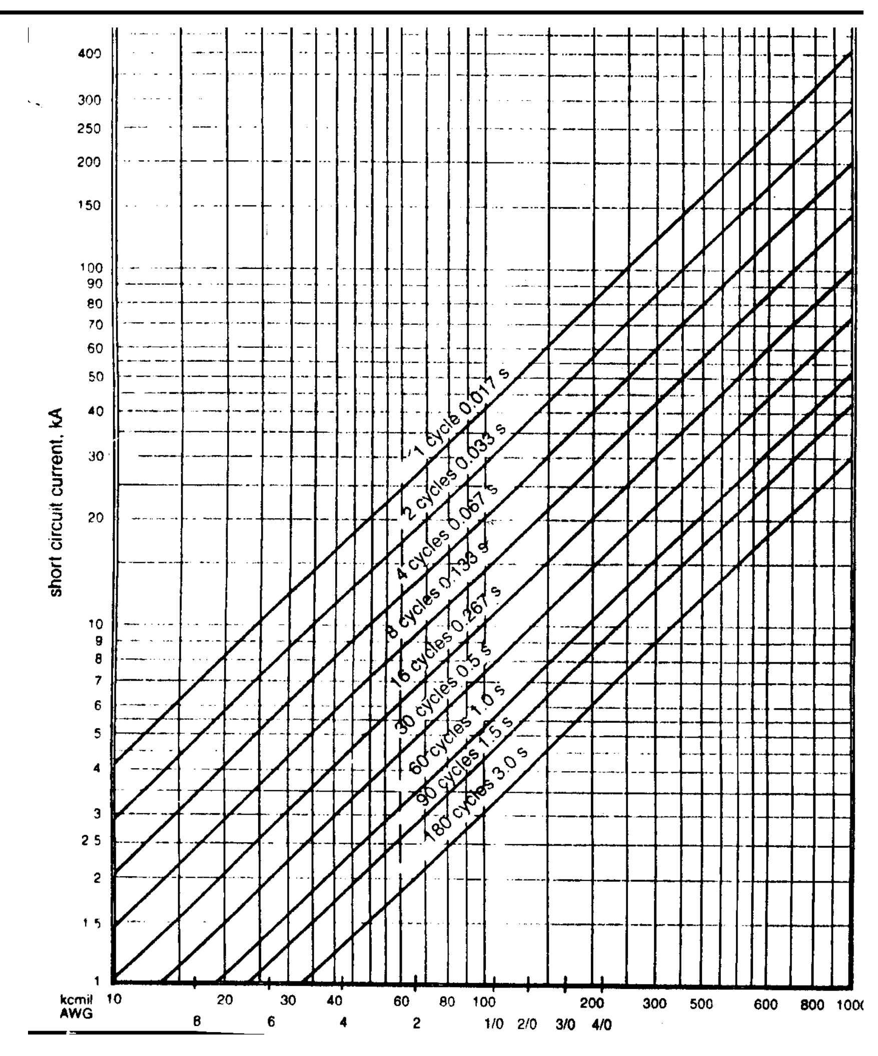
الضبط سيتم التأكد من أن مدة بقاء تيار القصر قبل فصله بواسطة منظومة الوقاية لن تسبب ضغوط حرارية على العنصر المراد حمايته.

مثال-7

لو فرضنا أن تيار القصر خلال كابل (1/0 AWG) كان فى حدود 10 KA. فما هى الحدود الآمنة لزمن فصل هذا التيار.

الحل :

من الشكل 3-22 يتبين أن الكابل 1/0 AWG (فى منتصف المحور الأفقى) يمكنه تحمل هذا التيار لمدة أقل من 16 cycle ، ونحصل عليه من نقطة التقاطع خط رأسى عند 1/0 وخط أفقى عند 10kA ، والقيمة المكتوبة على أقرب خط المائل تعطيك أقصى تحمل لهذا الكابل ، وفى هذه الحالة تعطى أقل من 0.267 ثانية ، وبالتالى فإن قيم الضبط فى هذه الحالة لن تسبب أن ضغوط حرارية على الكابل طالما تم فصله خلال فترة زمنية أقل من 0.267 ثانية.



شكل 3-22 منحنيات التحمل الحرارى للكابلات

10-3 وقاية الاتجاهية Directional Relay

سبق الحديث فى الفصل الأول عن أهمية استخدام مبدأ الوقاية الاتجاهية من أجل الوصول إلى فصل العطل باستخدام أقل عدد ممكن من أجهزة الوقاية ، ولا يمكن أن يتم ذلك إلا باستخدام مبدأ الوقاية الاتجاهية ، وأساسيات هذا النوع من الوقاية ظهرت مع أجهزة Electromechanical Relays والتى كانت تعتمد فى نظرية عملها على إنشاء عزم دوران لقرص متحرك. ففى حالة Overcurrent Relay العادى كان هناك عزم دوران يتناسب مع شدة التيار فقط. أما فى حالة الوقاية الاتجاهية فقد تم استخدام إشارة الجهد لعمل عزم جديد

بحيث أصبح القرص يدور بعزم يتناسب طردياً مع الزاوية بين بين إشارتى الجهد والتيار ، فإذا تغيرت هذه الزاوية (نتيجة مرور التيار فى عكس الاتجاه) فإن القرص لن يدور ، وبالتالى وصلنا للهدف المنشود وهو أن القرص لا يدور إلا إذا كان تيار العطل فى اتجاه واحد فقط.

و يتم تصميم جهاز الوقاية الاتجاهى ليعمل على عزم دوران Torque,T كما فى المعادلة التالية:

$$T = KVI \cos(\theta) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(3\text{-}6)$$

حيث θ هى الزاوية بين الجهد والتيار المستخدمين فى الجهاز و**تعرف أيضا بـ Maximum Torque Angle (MTA)** وهى الزاوية التى تنشأ أقصى عزم.

وغالباً ما يتم توصيل Directional Relay على التوالى مع Overcurrent Relay العادى ، بحيث أنه إذا حدث عطل فإن Overcurrent Relay قد يغلق نقطتى تلامسه ، لكن إشارة الفصل لن تخرج إلى Circuit Breaker ما لم يتم إغلاق نقطتى تلامس جهاز الوقاية الاتجاهى ، وهو ما لن يحدث إلا إذا كان العطل أمامى (فى منطقة عزم الدوران الموجب).

ملحوظة هامة:

عملياً لا يصلح استخدام إشارتى الفولت والتيار لنفس الوجه فى المعادلة السابقة ، بمعنى لا يصح أن يصمم الجهاز بحيث يكون

$$T = K V_a I_a \cos(\theta) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots(3\text{-}7)$$

ولذلك لسبب جوهرى ، وهو أنه عند حدوث عطل علىPhase –A فإن التيار سيرتفع ، لكن المشكلة أن جهد هذا الـ phase سينخفض جداً ، وبالتالى فإن عزم الدوران سيكون صغيراً حتى لو كان العطل أمامى . وللتغلب على هذه المشكلة فقد صار من الضرورى أن يكون الجهد المستخدم فى المعادلة السابقة مأخوذ من وجه غير الوجه الذى أخذ منه التيار.

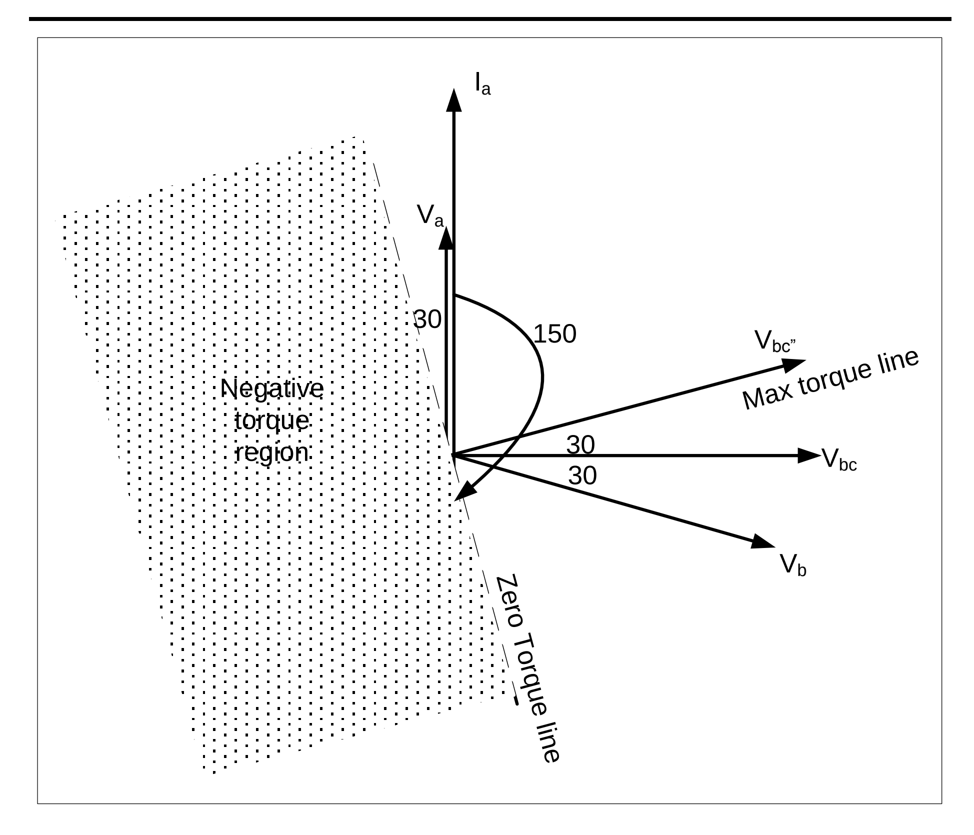
على سبيل المثال يمكن تصميم الجهاز على المعادلة

$$\begin{aligned} T_A &= K I_A V_{BC} \cos(\theta) \\ T_B &= K I_B V_{CA} \cos(\theta) \qquad \ldots\ldots\ldots(3\text{-}8) \\ T_C &= K I_C V_{AB} \cos(\theta) \end{aligned}$$

وتسمى هذه التوصيلة 90° connection ، وهى واضحة فى الشكل 3−23 حيث الزاوية بين التيار المستخدم فى معادلة العزم(I_A) ، والجهد المستخدم فيها (V_{BC}) هى 90°. ومن هنا جاءت تسميتها بـ 90° connection .

وكذلك يمكن كما فى الشكل 3−23 عمل زحزحة shifting للجهد المستخدم بمقدار 30 درجة ليصبح V_{bc}' وتسمى التوصيلة (90 − 30) . وفى هذه الحالة فإن أقصى عزم سيحدث إذا تغيرت زاوية التيار (نتيجة العطل)بمقدار 60 درجة لتصبح عندها الزاوية بين الجهد V_{bc}'والتيار I_a تساوى صفر . مع ملاحظة أن الزاوية بين I_a ، V_a يتحكم فيها قيم R , X الخاصة بالخط ومن ثم فاختيار قيمة زاوية Shifting يتوقف على طبيعة الخط.

يلاحظ أيضا أنه إذا تغيرت زاوية التيار (نتيجة العطل) فى حدود 30 درجة عكس عقارب الساعة أو 150 درجة فى اتجاه عقارب الساعة فسيظل هناك عزم موجب يدل على أن العطل Forward ، بينما إذا زادت الزاوية عن هذا الحد فإن العزم يصبح سالبا ، أى أن التيار فى الاتجاه العكسى (Reverse Direction).



شكل 3-23 مبادئ الوقاية الاتجاهية (Power factor = 1.0)

3-11 اختبار أجهزة الـ Overcurrent

تختلف عادة متطلبات اختبار جهاز الوقاية طبقا لنوعه ، وهل هو مثلا Digital أم Electromechanical. وفى هذا الجزء من الفصل نقدم طريقة اختبار جهاز وقاية (Digital Overcurrent) ، لأن متطلباته أشمل من أى نوع آخر.

وعادة فإنه يوجد على الأقل عشرة اختبارات يلزم أن يجتازها Overcurrent Realy ، وبعضها يعتبر اختبار روتينى يمكن اجراؤه أكثر من مرة والبعض الآخر غير ذلك . وهذه الاختبارات هى:

1- اختبارات وظائف الوقاية Protective Function وهى أهم أنواع الاختبارات.
2- اختبارات دقة القياس.

3- اختبار تحمله للحدود القصوى الكهربية (أقصى تيار يمر به لمدة معينة أقصى جهد – أقصى تردد ... إلخ) ، مع ملاحظة أن هذا الاختبار غير روتيني و تطبق مرة واحدة عند المفاضلة بين عدة أنواع.

4- اختبار نقاط التلامس للـ Output Contacts وتحملها لمرور التيار (مثلاً 5 أمبير لمدة 200 ثانية) وذلك لضمان أنه سيتحمل التيار الذى سيغذى دائرة فصل الـ CB فيما بعد) ، وهو أيضا اختبار غير روتينى.

5- اختبار Power Supply بمعنى ان يستمر فى أداء وظيفته مع حدوث تغير فى قيمة جهد التغذية (مثل من 110 فولت إلى 220 فولت أو حسب مواصفاته).

6- اختبار حدود الضبط (كما سيأتى بالتفصيل).

7- اختبار تأثره بتيار الاندفاع Inrush current.

8- اختبار تأثره بالمجالات المغناطيسية المحيطة.

9- اختبار Man Machine Interface MMI وتعنى سهولة التعامل معه ، مع اختبار تغير كلمة السر Password الخاصة بتغيير قيم الضبط والتأكد من أن الجهاز لا يعمل إلا عند كلمة سر واحدة.

10-اختبار قدرته على تسجيل الحوادث بعدد معين (Event Recording) وتشمل هذه الحوادث (الفتح والغلق والأعطال ...).

والاختبارين الأخيرين خاصين فقط بأجهزة الوقاية الرقمية ، أما الأختبارات الأخرى فهى عامة لكل الأنواع.

1-11-3 متطلبات الاختبار.

يلزم لإجراء الاختبار أن يكون متاح لدينا جهاز اختبار مناسب Tester . ودور هذا الجهاز أن يغذى جهاز الوقاية بتيار عالى يمثل تيار العطل . وعادة يمكن برمجة الـ Tester بحيث يعطى قيم متنوعة ومتدرجة للتيار الذى يمثل تيار العطل. وجهاز الـ Tester يكون أيضا مزودا بـ Timer لقياس الزمن الذى استغرقه جهاز الوقاية قبل أن يفصل.

و يلزم قبل إجراء جميع الاختبارات تحديد ما يلى :

1- تحديد قيمة التيار الطبيعى المسموح بمرورها بالجهاز (غالباً يكون من 1 A أو 5 A)

2- تحديد قيمة تيار بدء التشغيل Pichup Current

3- تحديد زمن التشغيل (وهى الفترة من وصول التيار إلى قيمة Pickup وحتى إصداره إشارة الفصل).

وبعد تسجيل قيم الاختبار المطلوبة داخل الـ Tester ، وبمجرد الضغط على مؤشر بدء الاختبار يبدأ الـ Tester بتغذية الـ Relay بتيار تدريجى حتى يصل إلى القيمة التى ضبط عليها جهاز Tester ، فإذا كانت هذه القيمة أعلى من Pickup current الذى ضبط عليه الـ Relay المراد اختباره ، فإننا نتوقع من الـ Relay أن يصدر Trip Signal بعد زمن التشغيل المضبوط عليه جهاز الوقاية ، والذى يقوم الـ Timer الموجود بجهاز الـ Tester بقياسه .

وعلى هذا فإن الـ Relay ينجح فى الاختبار إذا قام بإصدار Trip Signal بعد أن يتعدى التيار الداخل له قيمة Pickup current خلال فترة تساوى زمن التشغيل الذى تم ضبطه عليه.

وتتباين كفاءة أجهزة الوقاية فى القدرة على الالتزام بالقيم المحددة للاشتغال ، فإذا فصل مثلاً بعد زمن أكثر أو أقل من زمن التشغيل الذى ضبط عليه فهذا يعنى أن كفاءة الـ Relay منخفضة ، وربما يصل الأمر إلى إعادة معاريته أو حتى إخراجه من الخدمة إذا كان التجاوز كبيراً.

وفى الغالب قبل اختبار الجهاز يتم تصميم جدول مثل الجدول 3-1. وبعض المصطلحات الواردة فى هذا الجدول سيتم تفسيرها عند شرح خطوات الاختبار.

جدول 3-1 نتائج الاختبار

Phase	Low Setting							
	Setting		Test Results					
	Pickup Current	Op-Time	I_{pickup}	Trip Time	Reset Time	Rest Factor	Pickup Current Error	Op-Time Error
R	0.25	0.5	0.244	0.51	0.49	0.993	-2.2%	2%
S	0.25	0.5	0.244	0.51	0.49	0.993	-2.2%	2%
T	0.25	0.5	0.244	0.51	0.49	0.993	-2.2%	2%

وتجدر الإشارة إلى أن هناك نوعين من الاختبارات ، أحدهما لاختبار الـ Relay عند ضبطه على قيم عالية High Setting ، والأخرى لاختباره عند ضبطه على قيم منخفضة Low Setting ، حيث أن جهاز OC يمكن أن يستخدم كما ذكرنا فى بداية هذا الفصل فى دوائر الحماية من القصر العالى وكذلك يستخدم فى دوائر الـ EF التى يمر بها تيار منخفض . وهما متماثلين تماما فى كل شئ عدا قيم الضبط . والجهاز الكفء هو الذى يعطى كفاءة عالية فى الحالتين. والجدول 3-1 يظهر الاختبار الثانى فقط.

2-11-3 خطوات الاختبار

1- يتم ضبط الـ Relay على قيمة محددة للـ Pickup current ، وكذلك زمن تشغيل معين ، وذلك كما فى العمود الثانى والثالث على التوالى من الجدول السابق.

2- يتم حقن الـ Relay بتيار من الـ Tester أقل من Pickup لمدة طويلة لاختبار ثبات الجهاز وتحمله للتيارات الطبيعية دون أن يفصل.

3- يتم قياس قيمة التيار كما يراها الـ Relay (أجهزة الوقاية الرقمية تظهر هذه القيمة على شاشة الجهاز) وذلك للتأكد من دقة القياس بجهاز الوقاية.

4- يتم حقن الـ Relay بتيار يزداد تدريجياً من خلال جهاز الـ Tester حتى تصدر إشارة الفصل Trip من الـ Relay . ويقاس التيار الذى حدث عنده Trip ، وهذا التيار هو I_{pickup} الذى يظهر فى العمود الرابع ويقارن لاحقا بالقيم فى العمود الثانى.

4- وطالما أن القيمة التى حقن بها Relay أعلى من Pickup current ، فإننا نتوقع أن مفاتيح التلامس لجهاز الوقاية (Contacts) تتلامس بعد زمن التشغيل الذى ضبط عليه جهاز الوقاية والمذكور فى العمود الثالث ، ويقوم جهاز الاختبار بقياس زمن الفصل الذى استغرقه الـ Relay ، وتظهر هذه القيمة فى العمود الخامس من الجدول. حيث يتم مقارنتها بالقيم المذكورة فى العمود الثالث .أما بقية الأعمدة فى الجدول فيتم حسابها بناء على القيم التى تم قياسها فى الأعمدة السابقة ، ونوضح ذلك فيما يلى:

3-11-3 معامل الرجوع Reset Factor

ولفهم معنى هذا المعامل فإننا نتخيل حدوث عطل وارتفاع التيار لقيمة أعلى من Pickup Current ، مما ترتب عليه أن جهاز الوقاية بدأ فى العد التنازلى لزمن التشغيل استعدادا لإصدار Trip Signal ، لكن لنفرض أن تيار العطل قد انخفض مرة أخرى بسرعة قبل أن يشتغل الـ Relay ، فنحن نتوقع فى هذه الحالة أن "**يرجع**" جهاز الوقاية سريعاً عن قراره الأول بفصل الدائرة لانخفاض التيار. ولقياس قدرة الـ Relay على سرعة الاستجابة للتغير فى التيار المار به فإننا نجرى هذا الاختبار.

ويتم ذلك بحقن الـ Relay بتيار أعلى من Pickup حتى يفصل وتغلق نقط تلامسه Contact Points. ثم نبدأ بتخفيض قيم التيار الذى تم حقنه تدريجيا حتى تفتح Contact Points الخاصة بالـ Relay. ونسجل قيمة التيار الذى "**تراجع**" عنده الـ Realy فى العمود السادس ، بينما نسجل Reset Factor فى العمود السابع.

و يتم تعريف معامل الرجوع بأنه

$$\text{Reset Factor} = (I_{Reset}) / I_{pickup} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3\text{-}9)$$

وكلما اقترب هذا المعامل من الواحد الصحيح كلما كان الجهاز أكثر حساسية ، فنظريا يجب أن يفصل إذا تعدى التيار قيمة الضبط ولو بجزء من الألف ، ثم يعود لوضعه الطبيعى إذا قل التيار عن قيمة الضبط ولو بجزء من الألف . ولذا كان قياس هذا المعامل هو أحد عناصر اختبار جهاز الوقاية، وأحد عناصر المفاضلة بين أجهزة الوقاية المختلفة. وعمليا لن تجد جهاز بهذه القدرة لكن كلما اقترب المعامل من الواحد الصحيح كان ذلك أفضل.

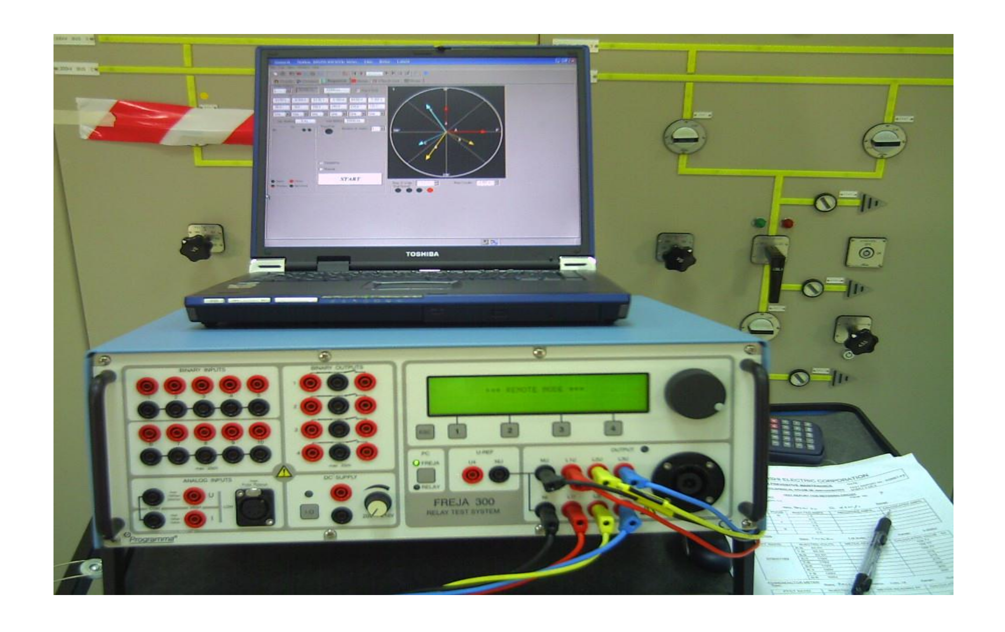
4-11-3 نسبة الخطأ

وكما هو واضح فى الجدول فإنه أيضاً يتم قياس نسبة الخطأ بين I_{pickup} الذى فصل عنده الجهاز وبين $I_{setting}$ الذى كان مضبوطاً عليه ، وهذه النسبة تظهر فى العمود الثامن.

كذلك يمكن قياس النسبة بين الزمن الفعلى للتشغيل وزمن التشغيل الذى ضبط عليه الجهاز، وتظهر هذه النسبة فى العمود التاسع ، والمفروض ألا تتجاوز هذه النسبة حوالى 3% (أو حسب ما تحدده المواصفات الواردة فى كتالوج الجهاز).

ونفس الجدول السابق يمكن تكراره فى حالة ضبط الجهاز على العمل بـ High Setting ويكون الفرق الوحيد بين الجدولين أن قيم تيار الاختبار تكون عالية فى الجدول الثانى مقارنة بالجدول الأول ، وذلك بهدف اختبار تصرف الجهاز تحت ظروف الأعطال المختلفة.

والصورة 3-1 تبين أحد أشكال الـ Relay Tester الحديثة.



صورة 3-1 أحد أمثلة الـ Testers الحديثة

أبحاث منشورة

1. M. Gilany, “A New Technique for High Impedance Fault Detection in Parallel Distribution Circuits”, 14th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 187-191 , Sept. 29-October 1, 2004.

2. M. Gilany, “A New Digital Overcurrent Relay for Distribution Systems”, Journal of Engineering and Applied Science , Cairo University , Vol. 44, No. 6, pp.1091-1105, Dec.1997.

3. M. Gilany, M.M. Abd El-Aziz, D. Khlil, “High Impedance Fault Detection Using A Communication Based Element”, 2nd IASTED International Conference on Power and Energy Systems (EuroPES), pp. 661-664, June 25-28, Crete, Greece, 2002.

4. IEEE Committee Report, "Computer representation of overcurrent Relay Characteristic", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp 1659-1667, July 1989.

5. M.S. Sachdev, J.Singh and R.J. Fleming, "Mathematical models Representing Time-Current Characteristic of Overcurrent Relays for Computer Applications", IEEE PES Winter Meeting, New York, Paper No. A78 131-5, pp 1-8, Jan.-Feb. 1978.

6. Aucoin, B.M., and Russell, B. D., “Detection of distribution High impedance faults using Burst noise signals near 60 Hz”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. PWRD-2, No. 2, pp. 342-348, April 1987.

الفصل الرابع

الوقاية المسافية

الفصل الرابع 4

الوقــاية المســافيــة

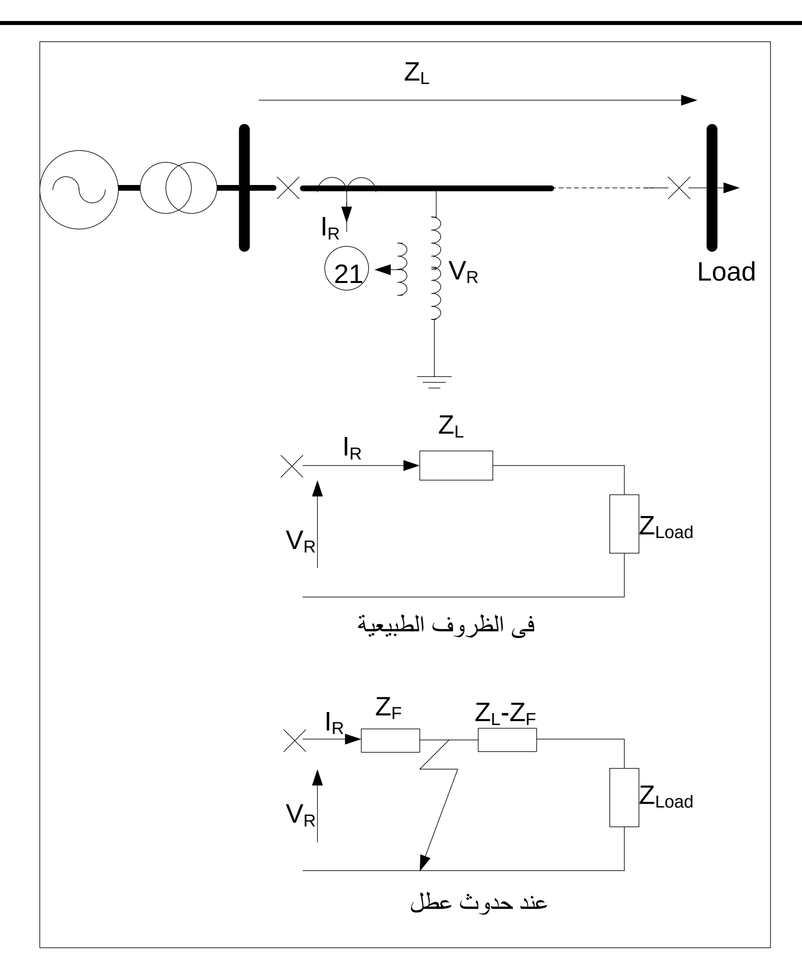
تعتبر أجهزة Distance Relays هى الأهم ضمن منظومة أجهزة الوقاية المستخدمة مع خطوط نقل القوى الكهربية خاصة فى الجهود العالية ، حيث تتميز هذه النوعية من الأجهزة بميزة هامة مقارنـة بأجهزة Overcurrent Relays , وهى القدرة على تحديد مكان العطل وليس فقط اكتشاف العطل .

1-4 أساسيات الوقاية المسافية

الفكرة الاساسية لهذه النوعية من الأجهزة أنها تتبع ناتج قسمة الجهد الذى يقيسه الـ Relay ويرمز له بـ V_R , على التيار المار بالـ Relay ويرمز له بـ I_R ، بصورة مستمرة كما فى الشكل 4−1 . ففى الظروف الطبيعية يمثل خارج هذه القسمة قيمة عالية و يساوي (Z_{Line} + Z_{Load})، أما عند حدوث عطل فسينشأ Short Circuit على معاوقة الحمل ولا يتبقى من المعاوقة السابقة سوى الجزء الممثل للخط من مكان الـ Relay إلى نقطة العطل ، ويرمز له بـ Z_F.

وحيث أن هذه المعاوقة تتناسب طرديا مع مسافة العطل فبالتالى يمكن معرفة مسافة العطل بمعلومية معاوقته ، وهذا هو المبدأ الذى بنى عليه هذا النوع من أجهزة الوقاية. فلو فرضنا مثلا أن معاوقة العطل تساوى 10 Ω وأن المعاوقة Z لكل كيلومتر من طول الخط تساوى 0.1 Ω فهذا يعنى أن العطل على بعد 100 km من جهاز الوقاية .

وهذه المعلومة التى حصلنا عليها (مسافة العطل) على درجة كبيرة من الأهمية لأنها تمكن جهاز الوقاية من معرفة منطقة العطل ، ومن ثم زمن الفصل المناسب ، حيث أن لكل منطقة زمن فصل معين حسب بعدها من جهاز الوقاية ، كما سيتضح بالتفصيل لاحقا ، وحسب تنسيق أجهزة الوقاية فى هذه المناطق.



شكل 4–1 انخفاض قيمة معاوقة الـ Relay عند حدوث عطل

وهناك ملاحظة هامة ، و هى أن القيم التى يحسبها الـ Relay لا تمثل فى الواقع المعاوقة الحقيقية للخط ، وإنما تمثل قيمة تتناسب معها حسب قيم الـ VT و الـ CT المستخدمين.

مثال-1

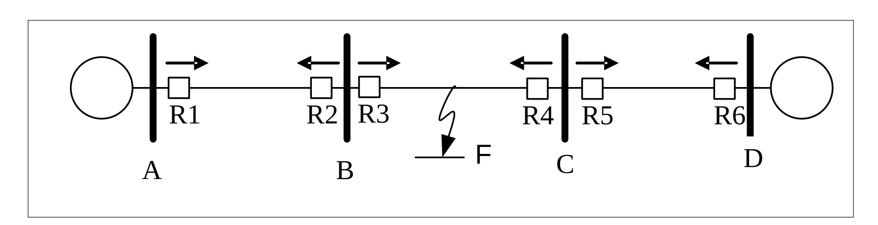
لو كانت معاوقة العطل الحقيقية فى جهة الابتدائى هى $Z_P = 4\Omega$ ، وكان CT ratio = 600/1 ، بينما كانت VT ratio = 115kV/115 ، وعلى هذا فإن :

$$Z_R = \frac{V_R}{I_R} = \frac{V_{FP} \times \frac{V_2}{V_1}}{I_{FP} \times \frac{I_2}{I_1}} = Z_P \times \frac{CT\ ratio}{VT\ ratio} = 4 \times \frac{600}{5} \times \frac{115}{115000} = 0.48\Omega \qquad (4-1)$$

وهى بالطبع أقل من القيمة الحقيقية (4Ω) ولذا فقيم الضبط التى يتم استخدامها فى جهاز الحماية يجب تعديلها للوصول للقيمة الحقيقية.

4-1-1 البدائل المتاحة فى وقاية خطوط النقل

فى البداية نود أن نعقد مقارنة بين استخدام OC Relays و استخدام Distance Relays فى وقاية خطوط النقل. ولتوضيح الفرق بينهما نضرب هنا مثالا بسيطا. فلو افترضنا أن لدينا عددا من الخطوط (المحطات) المتتالية كما فى الشكل 4-2 مربوطة بخطوط نقل طويلة "T.L " .



شكل 4-2 وقاية المحطات المتتابعة

فى الحالة الأولى :

لو افترضنا أن أجهزة الوقاية المستخدمة عند كل محطة هى فقط Overcurrent Relays ، ففى حالة حدوث عطل عند نقطة F فى الشكل السابق فإن جميع أجهزة Overcurrent فى المحطات D, C, B, A سوف تكتشف العطل ومن ثم سوف تفصل جميعا وهذا شئ غير مرغوب فيه ، لأن المفروض أن يفصل R3، R4 الموجودان فى المحطة B & C فقط ، فإذا فشلا فيجب أن يعمل R1 ،R6 عند A &D وهكذا . وبالتالى فقدرة أجهزة Overcurrentعلى حماية هذه النوعية من الخطوط محدودة جدا وغير ذات كفاءة .

ولا ننسى أن هناك مشكلة أخرى لأجهزة الـ OC Relays عند استخدامها فى وقاية الخطوط الطويلة وهى مشكلة تغير قيمة تيار العطل حسب قوة مصدر التوليد ، وهذا يعنى أن بعض الأعطال يكون تيارها ضعيفا ولا يستطيع OC أن يكتشفه.

فى الحالة الثانية :

لو افترضنا أن أجهزة الوقاية كانت من النوع Distance Relays ففى هذه الحالة وطبقا لأساسيات عمل هذا الجهاز فسيمكنه تحديد مسافة العطل ومن ثم يمكنه تحديد منطقة العطل وهل هى بين المحطة A&B ام هى بين C&B إلى آخره وبناء على معلومة منطقة العطل فسيمكن للجهاز تحديد زمن الفصل المناسب. بل أكثر من ذلك أنه يمكنه أن يحدد زمن الفصل المناسب لأعطال خارج منطقة الحماية الرئيسية له ، بمعنى أن يفصل بعد زمن تأخير مناسب طبقا لقواعد التنسيق بين الأجهزة.

فجهاز الوقاية R1 الموجود فى المحطة A على سبيل المثال يعمل كوقاية اساسية ضد الأعطال فى المنطقة بين B&A لكنه فى نفس الوقت يعمل كوقاية احتياطية فى حالة كون الأعطال خارج هذه المنطقة ، ومن هذا المثال البسيط يتبين أن لجهاز Distance Relay ميزة اخرى خلاف قدرته على تحديد مكان العطل وهى أنه يعمل كوقاية اساسية واحتياطية فى نفس الوقت.

4-1-2 شرح الـ Impedance Diagram

من أكثر الرسومات أهمية لمهندس الوقاية ما يعرف باسم الـ Impedance Diagram لأنه ببساطة يوضح العلاقات بين الأنواع المختلفة من Impedances على سبيل المثال Z_{Line}, R_{Fault}, Z_{Load}, Z_{Fault}, Z_{Relay} بالإضافة إلى زاوية كل منهم. ومحاور هذا الـ Diagram هى $R - X$ ، والشكل 4-3 يوضح هذه العلاقات .

وغالبا فى الظروف الطبيعية تقع المعاوقة التى يراها الـ Relay كنقطة على الخط Z_{Load}. فإذا حدث عطل فإنها تنتقل إلى نقطة على الخط Z_{Fault} مالم تتحرك يمينا بسبب R_F . لاحظ أن R_F ليست ثابتة وقيمتها تبدأ من صفر أوم حتى عدة مئات .

زاوية العطل

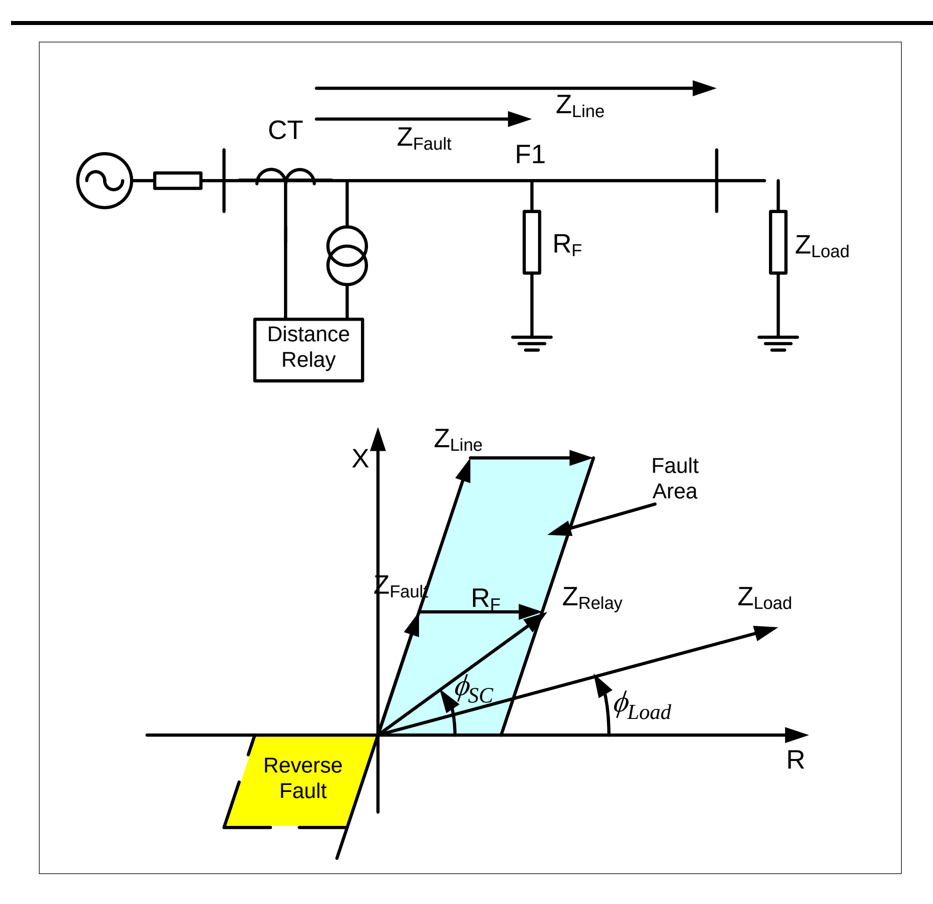
لاحظ أنه لولا وجود R_F لكانت زاوية العطل مختلفة تماما عن زاوية الـ Load ، لكن فى وجود R_F تقترب الزاويتان من بعضهما مما يصعب عملية اكتشاف هذه النوعية من الأعطال.

ومن الملاحظات الهامة على الشكل السابق أن زاوية Z_{Fault} التى يراها جهاز الحماية تكون أكبر فى حالة العطل منها فى حالة الحمل الطبيعى ، وهذا شئ منطقى حيث أنه من المعلوم أنه قبل حدوث العطل كانت المعاوقة التى يراها الـ Relay تساوى Z_{Load} ، ومعلوم أن زاوية Z_{Load} تعتمد على النسبة بين Reactive & Active Power التى يسحبها الحمل ، وغالبا ما تكون فى حدود 30:40 درجة (بفرض أن Power Factor فى حدود 0.8).

أما عند حدوث عطل فإن Z_{Load} يحدث Short على معاوقة الحمل ، وبالتالى تختفى فلا يرى الجهاز إلا معاوقة الخط من مكان الـ Relay وحتى نقطة العطل ، وهذه المعاوقة لها زاوية أكبر من زاوية Z_{Load} ، لأن مقاومة الخط R_{Line} عموما تكون أقل بكثير من X_{Line} . تذكر أن:

$$\phi = \tan^{-1}\frac{X_{Line}}{R_{Line}}$$

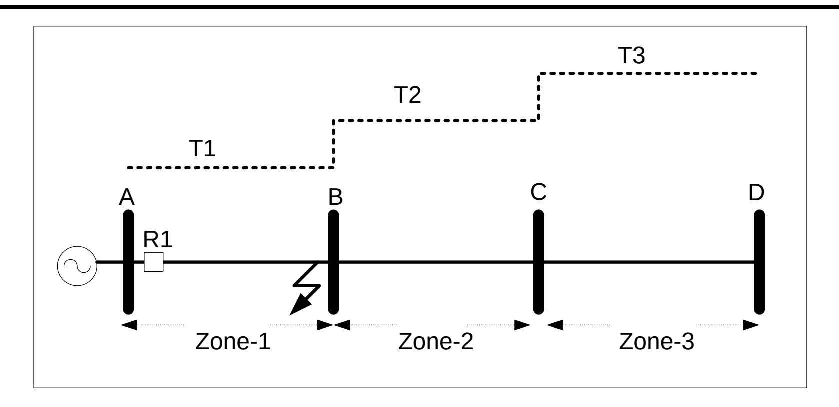
لكن هذا الأسلوب فى تمييز الأعطال تقل كفاءته عند حدوث الأعطال خلال مقاومة ؛ لأن زاوية العطل ستعتمد كثيرا على قيمة مقاومة العطل R_F التى ستجمع جبريا مع R_{Line} ، وهى قيمة غير ثابتة ، وكلما كبرت قيمة R_F كلما اقتربت زاوية العطل من زاوية الحمل الطبيعى مما يزيد من صعوبة اكتشاف هذه النوعية من الأعطال. أما فى الأعطال العادية بدون مقاومة فإن منطقة معاوقة الحمل الطبيعى ستختلف وتبتعد بدرجة معقولة عن منطقة معاوقة الأعطال كما هو ظاهر بالرسم(شكل 4-3) .



شكل 4−3 المعاوقات المختلفة داخل الـ Impedance Diagram

2-4 مناطق الحماية

نظريا ، يجب أن تقسم المسافات بين المحطات إلى مناطق حماية متعددة Zones ، بحيث يقوم الـDistance Relay ، على سبيل المثال R1 فى الشكل 4−4 بالحماية ضد الأعطال فى كامل المسافة بين المحطة A والمحطة B ، وتسمى هذه المنطقة Zone-1 ، وأى عطل فى Zone-1 يتم فصله لحظيا ، أو بعد زمن قصير جدا يساوى T1. أما لو كان العطل فى المنطقة Zone-2 فإن الـRelay ينتظر فترة تأخير T2 ، ثم يفصل الخط إذا استمر العطل موجودا بنهاية فترة التأخير T2 ، و هكذا إذا كان العطل فى Zone-3 حيث يتأخر الفصل بزمن قدره T3 ، إذا لم يكن قد تم فصله بالفعل.



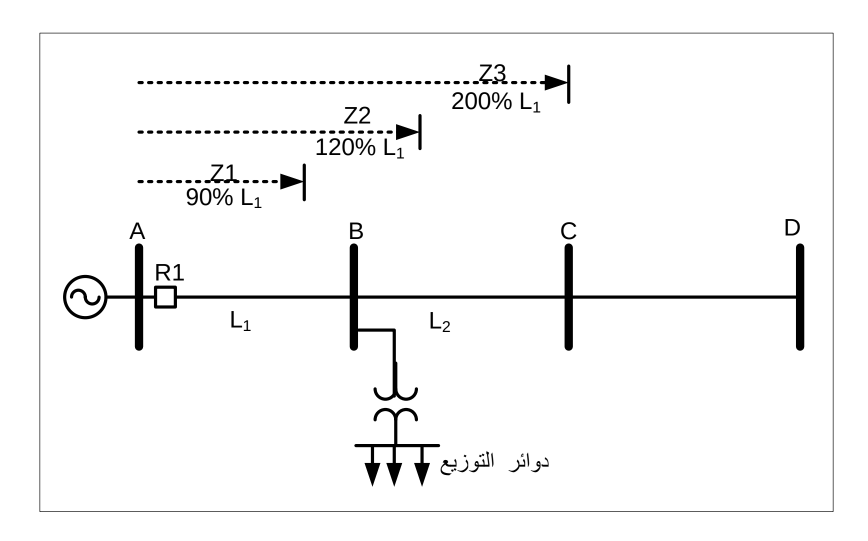
شكل 4-4 التقسيم النظرى وزمن التأخير لمناطق الحماية الثلاثة

ولكن الواقع العملى جعل التقسيم السابق مستحيلا بسبب الأخطاء المتوقعة من أجهزة القياس. فالجهاز يقوم كما ذكرنا سابقا بحساب خارج قسمة V_F/I_F ، فلو فرضنا أن مجموع الخطأ فى قياس الفولت والخطأ فى قياس التيار يصل إلى 10 %± ، فهذا معناه أن المسافة التى يحسبها الجهاز معرضة لنفس نسبة الخطأ وبالتإلى فلو كان العطل فرضا عند 95% من طول الخط AB فى الشكل 4-4 فهناك احتمال أن يراه الجهاز عند 85% من الطول (بمعنى أنه لا يزال يراه عطلا على الخط المراد حمايته) ، وذلك فى حالة إذا كان الخطأ بالسالب: (10%-). وفى هذه الحالة لا توجد لدينا أى مشكلة بالنسبة لزمن الفصل ، حيث سيفصل لحظيا كما هو متوقع. لكن بالطبع ستكون هناك مشكلة لفريق الصيانة المكلف باصلاح العطل لأن الخطأ فى قياس مسافة العطل بنسبة10% على خط طوله 100 كم مثلا معناه البحث فى منطقة قدرها 10 كم طوليا.

غير أن المشكلة تصبح مضاعفة إذا كان الخطأ موجبا بنسبة (10% +) فهذا معناه أن جهاز الوقاية سيرى العطل عند 105 % من طول هذا الخط وهذا معناه أن جهاز الوقاية سيرى العطل خطأ فى المنطقة بين B and C وكأنه واقع على الخط التالى للخط المراد حمايته ، وبالتالى سيفصله بزمن تأخير T2 كوقاية احتياطية وليس كوقاية أساسية كما كان يجب أن يكون.

3-4 ضبط أجهزة الوقاية المسافية

ولعلاج المشاكل السابقة وخاصة أخطاء أجهزة القياس فقد اعتمدت أجهزة Distance Relaysعلى فلسفات مختلفة تهدف فى مجملها إلى تقسيم الخطوط إلى مناطق ، ولكل منطقة حدودا معينة تظهر فى الشكل 4−5 ، وهى كما تلاحظ أقل من الحدود النظرية التى ظهرت فى الشكل 4-4 .



شكل 4− 5 الحدود العملية لمناطق الحماية الثلاثة

1-3-4 حدود المنطقة الأولى Zone-1

وهذه يتم ضبطها بحيث تغطى 80% فقط إلى 90%من طول الخط المراد حمايته ، وهو الخط L_1 فى الشكل. وتتوقف النسبة المختارة على دقة أجهزة القياس المستخدمة وعوامل أخرى سنتعرض لها لاحقا.

2-3-4 حدود المنطقة الثانية Zone-2

وهذه يتم ضبطها بطرق مختلفة تعتمد على طول الخط التالى للخط المراد حمايته وشكل الشبكة المتصل بها (خاصة عندما يكون هناك أكثر من خط خارج من نفس المحطة) . لكن

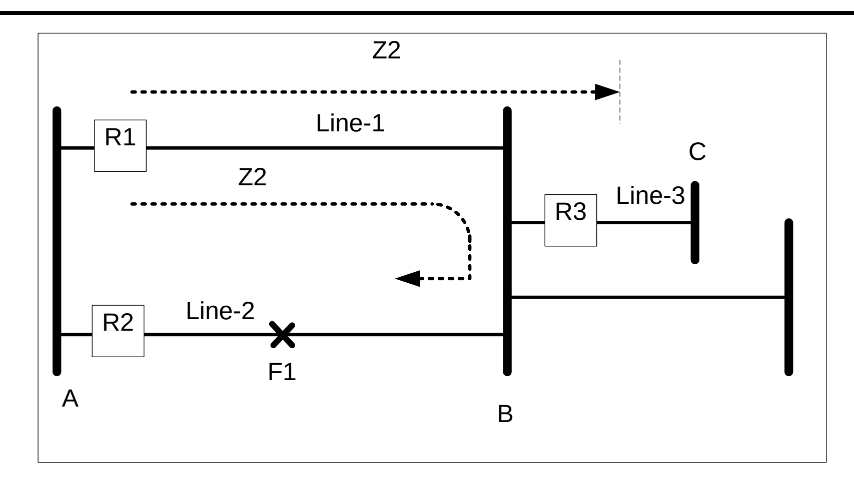
فى كل الأحوال يجب أن تغطى Zone-2 الجزء من الخط الذى لم تشمله Zone-1 وهو يمثل حوالى 20% من الخط ، وفى نفس الوقت فإن Zone-2 تمثل وقاية احتياطية لحماية الـ BB البعيد. وتجدر الإشارة هنا إلى أن زمن فصل Zone-2 يكون فى حدود ربع ثانية وربما يصل إلى نصف ثانية ، أى أنها تعمل بزمن تأخير ، على العكس من Zone-1 الذى يفصل لحظيا. وغالبا لا يحدث تنسيق بين Zone-2 فى الخطوط المتتالية.

ومن أشهر حدود الضبط المستخدمة هو أن يكون Zone-2 مساوياً لطول الخط المراد حمايته مضافا اليه 20% (وأحيانا 50%) من طول **أقصر** خط تالى للخط المراد حمايته . ولابد من التأكد من ألا تزيد حدود Zone-2 بأى حال من الأحوال عن حدود Zone-1 الخاصة بأى خط تالى مباشرة للخط الأصلى.

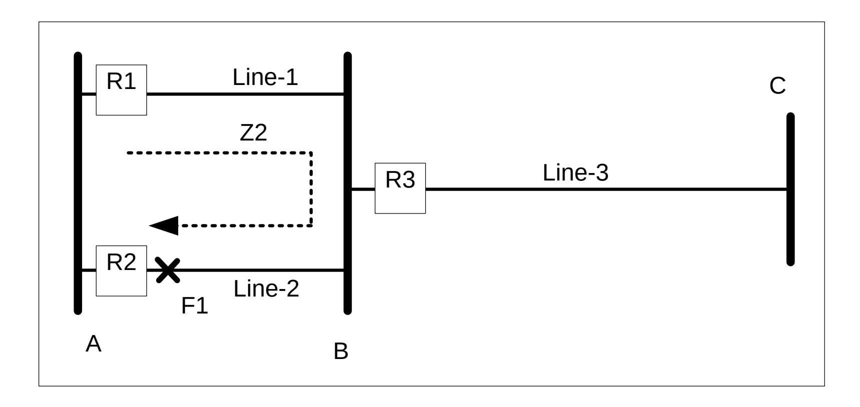
لكن يعيب هذه الطريقة أن الجزء الذى يغطيه Z2 فى حالة وجود خط آخر على التوازى مع الخط المراد حمايته يكون صغير جدا ، لاسيما إذا كان الخط التالى لهما قصيرا كما فى الشكل 4−6 −أ . فالعطل عن النقطة F1 فى الشكل 4−6−أ تقع فعليا فى Zone-2 ، لكنها بسبب قصر الخط التالى فستعامل وكأنها فى Zone-3 .

وربما يكون الجزء الذى يغطيه Zone-2 كبير جدا إذا كان طول الخطين المتوازيين قصير ، فى حين أن الخط التالى لهما طويل جدا كما فى الشكل 4−6 ب. وبالتالى يحدث عكس المشكلة السابقة ، حيث كان من المفترض فصل العطل كمرحلة ثالثة لكنه سيفصل كمرحلة ثانية.

ولذا فقد استخدمت فلسفة أخرى تضبط Zone-2 بحيث تساوى 120% من طول الخط المراد حمايته بشرط ألا يتعدى مدى Zone-2 أكثر من 50% من طول الخط التالى، وهو ما يمكن أن يحدث إذا كان طول L_2 أقصر بكثير من طول L_1 فعندها سيكون 20% من طول L_1 ربما تكون أكبر من L_2 نفسه ، وعند ذلك لا يصلح هذا الاختيار الثانى . وفى نهاية الفصل أبحاث منشورة للمؤلف تعالج هذه المشاكل .



أ- خط قصير بعد خط طويل



ب – خط طويل بعد خط قصير

شكل 4–6 بعض مشاكل ضبط Zone-2

4-3-3 حدود المنطقة الثالثة Zone-3

وهذه فى الغالب تكون بحيث تغطى الخط المراد حمايته كاملا بالاضافة للخط التالى له بالكامل أيضا (وقد يضاف أيضا 20% من طول الخط الثالث إلى هذا الطول) ، ويشترط أن تكون معاوقة (Zone-3) أقل من مجموع معاوقة الخط مضافا إليها معاوقة المحول الموجود فى المحطة التالية ، على سبيل المثال فإن حدود Zone-3 الخاصة بـ R1 فى الشكل 4–5 يجب أن تكون أقل من مجموع معاوقة الخط AB مضافا إليها معاوقة محول التوزيع فى المحطة B . لأنه لو كانت معاوقة Zone -3 أكبر من مجموع هذه المعاوقات

فهذا معناه أن جهاز الوقاية يمكنه أن يتاثر بالأعطال التى يمكن أن تحدث فى Secondary Side للمحول (أى فى دوائر التوزيع) ، وهذا الاحتمال يجب استبعاده بصورة مطلقة لأن جهاز الوقاية يمكن أن يتاثر فى هذه الحالة بتغير الأحمال ويعتبرها صورة من صور الأعطال ، وهو ما يعرف باسم Load Encroachment ، وعلى مهندس الحماية التأكد من عدم وجود هذه المشكلة.

على سبيل المثال فى الشكل 4−5 ، لو كانت Z3 تساوى مثلا 4 أوم ، فيجب التأكد من أن مجموع معاوقة الخط L1 مضافا إليها معاوقة المحول المغذى لشبكات التوزيع أكبر من 4 أوم بحيث أن أى عطل فى شبكة التوزيع ربما يتسبب فى انخفاض قياس المعاوقة لكن فى كل الاحوال لن تكون Z_R أقل من 4 أوم ، وبالتالى لن يشعر R1 بأى أعطال فى منطقة التوزيع.

4-3-4 منطقة الحماية الغير اتجاهية

فى بعض أجهزة الوقاية الرقمية تضاف Zone-4 كمنطقة رابعة إلى مناطق الحماية الثلاث ، وتتميز هذه المنطقة الجديدة بأن لها مدى خلفى reverse reach يقدر بحوالى 10−15% من Zone-1 . وهذا يعنى أنها Non- Directional Zone ، والهدف من هذه التغطية الخلفية هو العمل كوقاية احتياطية للأعطال التى تقع على الـ BB. كما تعتبر وقاية فى حالة Breaker Failure . مع ملاحظة أن المدى الأمامى لهذه المرحلة أكبر من Z3 ويصل إلى 250% من طول الخط الأصلى المراد حمايته .

وزمن الفصل لهذه المرحلة كبير جدا وقد يصل إلى عدة ثوانى ، وبالطبع لن يصل الـ Relay إلى هذه المرحلة إلا بعد فشل الوقاية الـ Main وكذلك الـ Backup إضافة إلى حدوث Breaker Failure فى اكتشاف العطل. وهى حالة يفترض أنها نادرة لكنها يمكن أن تحدث.

وهناك فائدة أخرى لـ Zone-4 وهى اكتشاف الأعطال القريبة جدا من Relay والتى ربما لا يكون هناك قيمة تذكر للـ Phase Voltage ، وبالتالى لا يكون هناك قدرة للـ Directional Unit على العمل واكتشاف هذا النوع من الأعطال ، لكنها تقع ضمن عمل Non-directional Zone .

4-4 أنواع الـــ Distance Relays :

يتم رسم الحدود الخاصة بكل منطقة داخل جهاز Distance Relay طبقا لنوع الجهاز وطريقة تصنيعه ، وهى فى الغالب إما أن تكون دوائر ، أو متوازى مستطيلات ، أو حتى شكل متعرج طبقا لمتطلبات التشغيل. وتتميز أجهزة الوقاية الرقمية بالقدرة على تعديل شكل هذه المناطق باشكال مختلفة على عكس أجهزة الوقاية الالكتروميكانيكية والتى فى الغالب تمثل فيها هذه المناطق بواسطة عدة دوائر ثابتة الشكل ، وهو ما يعطى ميزة اضافية لأجهزة الوقاية الرقمية .

وهناك أنواع عديدة لأجهزة الوقاية المسافية تختلف اساسا فيما بينها فى طريقة رسم حدود عمل الجهاز وفيما يلى بعض اشهر هذه الأنواع:

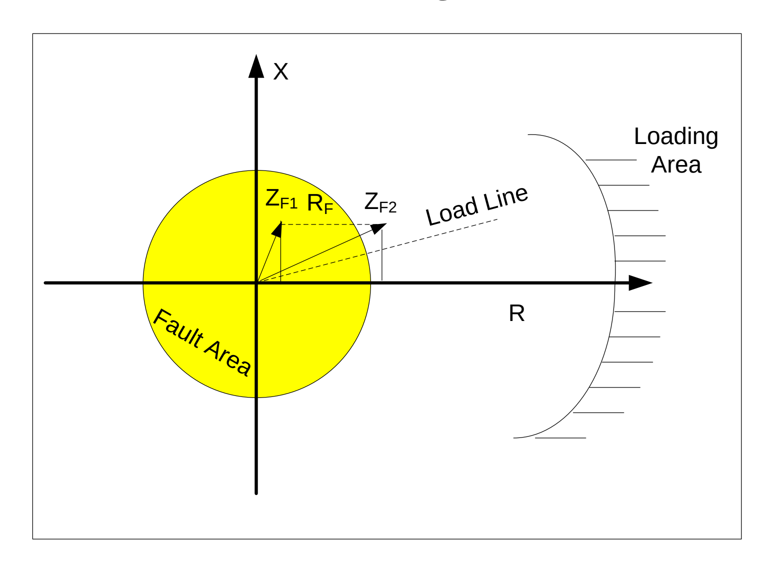
1-4-4 خصائص الـــ Impedance Relay

هذا أول وأبسط أنواع أجهزة الوقاية المسافية ، وحدود عمله عبارة عن دائرة كما فى الشكل 4−7 ، والفكرة الاساسية له أنه يقوم بقسمة الفولت على التيار ليحصل على قيمة Z_F ويتخذ قراره بالفصل إذا وقعت القيمة داخل حدود عمله. فالنقطة Z_{F1} مثلا تمثل المجموع الاتجاهى لقيمة الـ Resistance and Reactance من مكان الـ Relay إلى نقطة العطل وهى تقع داخل دائرة العمل.

ويعيب هذا النوع من الأجهزة أنه يستجيب للأعطال الأمامية والخلفية فهو غير اتجاهى ، ولذا فهو يحتاج إلى تعديل بإضافة Directional Unit لكى يستجيب فقط للأعطال التى تقع أمامه Forward Faults . ويعيبه أيضا أن أداءه يتأثر بشدة إذا وقع العطل خلال مقاومة أرضية R_F ، كما فى حالة العطل Z_{F2} حيث ستقع نقطة العطل المفترض وجودها فى Zone-1 خارج حدود الدائرة كما فى الشكل 4−7 . وبالتالى فإن الـ Relay سيرى نفسه غير مسئول كوقاية اساسية عن فصل هذا العطل ، لكنه سيتعامل معه كوقاية احتياطية وبالتالى يفصله بعد زمن تأخير. وهذا بالطبع شئ غير مرغوب فيه.

ولذلك فهناك كم ضخم من الأبحاث المنشورة فى المجلات العلمية العالمية تعنى بمحاولة اكتشاف هذه النوعية من الأعطال لتجنب تأخر الفصل. وفى نهاية الفصل قائمة ببعض الأبحاث المنشورة فى هذا المجال.

ويلاحظ من الشكل أن هناك مساحة كافية بين منطقة الأعطال (Fault Area) ومنطقة التحميل الطبيعى (Loading Area) ، وكلما كبرت هذه المساحة كلما كان أفضل وذلك من أجل تمييز الأحمال ذات التيار العالى عن الأعطال ذات التيار المنخفض.



شكل 4-7 شكل منطقة عمل الـ Impedance Relay

2-4-4 خصائص الــ MHO Relay

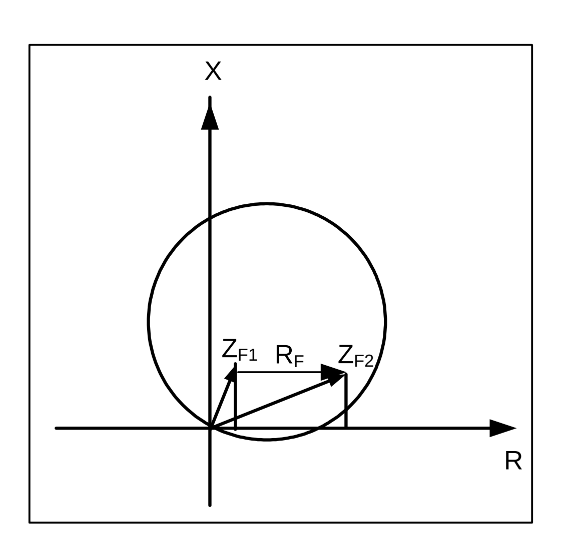
وحيث أن المتجه الذى يمثل Z_{Fault} دائما يكون أقرب للمنحنى الرأسى كما سبق توضيحه فى الشكل 4-3 ، عند الحديث عن الـ Impedance Diagram ، فقد تم الاستفادة من هذه الخاصية فى تصميم ما يعرف بـ MHO Relay الذى يظهر فى الشكل 4-8 .

و أبسط وأكثر أنواع الـ MHO Relays انتشارا هو النوع المعروف باسم الـ Polarized MHO ، حيث أنه الأقل تأثرا بـ Power Swing ، ويختلف هذا النوع عن Impedance Relay فى استخدام إشارة جديدة تسمى $V_{Polarized}$ بالإضافة إلى V_F و I_F .

وهذا النوع حاول التغلب على مشكلتين : الأولى وهى وقوع نقطة العطل خارج حدود التشغيل بسبب وجود مقاومة العطل R_F ، و المشكلة الثانية وهى أن الـ Impedance Relay يستجيب للأعطال فى كافة الاتجاهات .

وقد تم التغلب على هذه المشكلة بجعل حدود منطقة الحماية دائرة لكنها تمر بنقطة الاصل وبالتالى تميل أكثر إلى اليمين كما فى الشكل 4−8. لاحظ أن النقطتين Z_{F1} and Z_{F2} اللتين ظهرتا فى الشكل 4−7 وكانت إحداهما خارج منطقة الحماية قد أصبحتا الآن فى الشكل 4−8 داخل منطقة الحماية ، وهو ما يبرز الفارق الجوهرى بين النوعين ، ويؤكد نجاح هذا النوع فى التغلب على مشكلة المقاومة R_F .

ثم لانغفل أن نلاحظ أن منطقة عمل الـ Relay صارت تقريبا داخل المربع الأول بالكامل مما يعنى أنها بطبيعتها صارت لا تتأثر بالأعطال فى الاتجاه العكسى (المربع الثالث) مما يعنى نجاحه أيضا فى التغلب على المشكلة الثانية.



شكل 4−8 تغلب الـ MHO Relay على مشكلة مقاومة العطل

3-4-4 خصائص الـــ Offset MHO

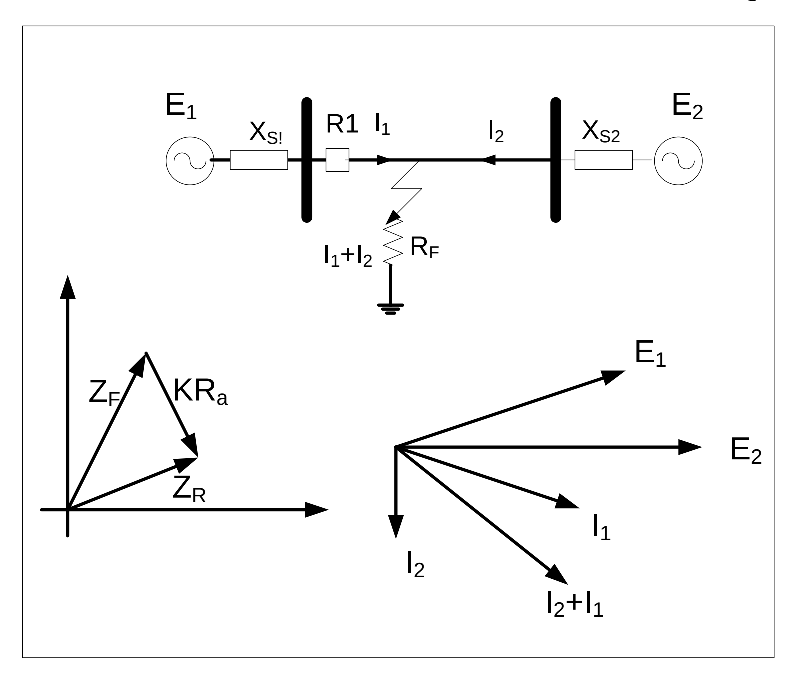
عند تغذية عطل من جهتين كما فى الشكل 4−9 فإن هناك خطأ سيحدث فى قياس الـ Z_R إذا كان العطل خلال مقاومة ، كما فى المعادلات التالية:

$$\frac{V_R}{I_R} = Z_R = \frac{I_1 Z_F + (I_1 + I_2) R_F}{I_1}$$

$$= Z_F + \frac{I_1 + I_2}{I_1} R_F$$

$$= Z_F + K R_F$$

وما يهمنا هنا فقط أن نشير إلى أن هذا الخطأ فى قياس المعاوقة ($K R_F$) قد يؤدى فى حالة زيادة التيار القادم من الجهة الأخرى Remote end إلى ترحيل متجه الـ Z_R قليلا إلى المربع الرابع كما فى الشكل 4–9.

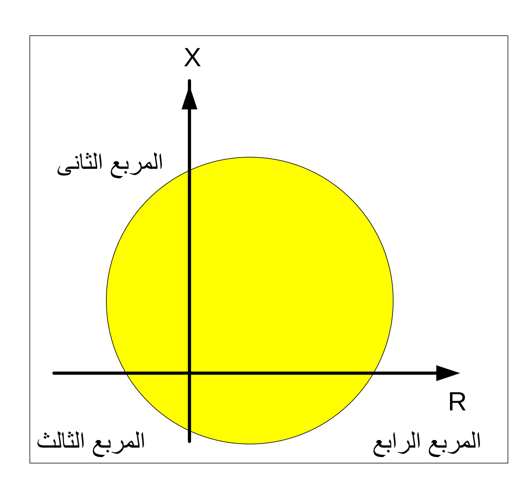


شكل 4–9 تأثير تغذية عطل من الجهتين

وتزيد هذه المشكلة إذا كان مصدر تغذية العطل أضعف من المصدر الموجود فى الـ Remote end ، بمعنى أن $X_{S1} > X_{S2}$ ، أو أن اتجاه التغذية الأصلى كان من المصدر البعيد باتجاه المصدر القريب ، عندئذ يمكن أن يتسبب ذلك فى ترحيل متجه الـ Z_R قليلا إلى المربع الثانى وليس الرابع لأن إشارة الجزء المضاف بالخطأ تصبح سالبة بسبب إنعكاس اتجاه

التيار. ومن هنا تظهر أهمية أن يكون هنا جزء من دائرة الـ MHO فى المربع الرابع وجزء آخر فى المربع الثانى.

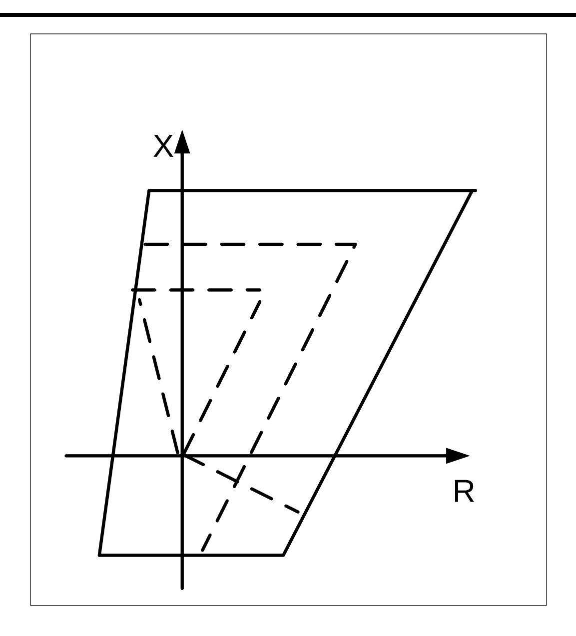
ولزيادة تحسين أداء الـ Relay إذا كانت الشبكة تعانى من هذه المشاكل خاصة إذا كان المصدر ضعيفا فيمكن استعمال النوع المعروف بـ Offset MHO الذى يتميز بأنه مرحل أكثر جهة المربعين الثانى والرابع نتيجة زحزحته عن نقطة الأصل إلى أسفل كما فى الشكل 10−4 .



شكل 4−10 منطقة عمل الـ Offset MHO

4-4-4 خصائص الـــ Quadrilateral Relay

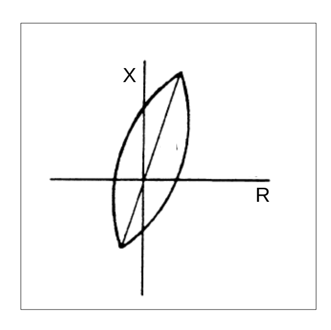
ويمثل أسلوب جديد للتغلب على مشكلة R_F وتأثيرها الخاطئ على القياسات ، باستخدام الخصائص المضلعة التى تظهر فى الشكل 4−11 . لاحظ هنا أن حدود مناطق التشغيل يمكن أن تتشكل بأشكال مختلفة ، بمعنى أنه يمكن مثلا زيادة مدى المنطقة فى اتجاه R-axis أو فى اتجاه X-axis حسب ظروف التشغيل وطبيعة الأعطال فى هذه المنطقة. وهو ما يعطى مرونة كبيرة للـ Relay لتفادى كل المشاكل السابقة. ومن ثم فليس غريبا الآن أن تعرف أن هذا النوع هو الأكثر انتشارا واستخداما فى كافة الشبكات ، أو على الأقل هو الأكثر استعمالا فى الوقاية ضد الأعطال الأرضية.



شكل 4–11 تقسيم المناطق فى الـ Quadrilateral Relay

5-4-4 خصائص الـــــ .Lense Char

ومع انتشار أجهزة الوقاية الرقمية ظهرت العديد من الأشكال التى تعطى خصائص أكثر دقة لجهاز الحماية ، وأكثر ما يشغل بال المصنعون لهذه الخصائص هو زيادة المساحة الفاصلة بين Loading Area و بين Fault Area ، على سبيل المثال الـ Lenz Charactarstic التى تظهر فى الشكل 4–12 وتتميز بأن منطقة العطل ضيقة جدا مما يعنى زيادة المساحة بينها وبين منطقة الأحمال مقارنة بالـ MHO التقليدى حيث يمكن رسم هذه العدسة **داخل** الـ MHO التقليدى . لاحظ أنها تشبع العدسة ومن هنا جاء اسمها.



شكل 4–12 منطقة عمل الـ Lense Char

4- 5 حساب قيم المعاوقة فى الأعطال المختلفة

تتوقف طريقة حساب قيمة المعاوقة على نوع العطل ، فليس صحيحا أن يتم قسمة Faulty Phase Voltage على Faulty Phase Current فى كل الأحوال. وسنعرض هنا كيفية حساب قيمة Z_F فى حالات الأعطال المختلفة.

4-5-1 أولا حساب Z_F فى حالات Phase Faults

فى حالة العطل من النوع Phase to Phase وكذلك فى حالة العطل Three Phase فإن قيمة Z_F تحسب من قسمة **الفرق** بين جهدى Two Faulty Phases مقسوما على **<u>الفرق</u>** بين Two Faulty Currents المناظرين لهما . على سبيل المثال فى حالة حدوث عطل بين الوجهين A,B فإن المعاوقة الصحيحة يجب أن تحسب بقسمة الجهد V_{AB} على التيار I_{AB} . مع ملاحظة أنه من الخطأ الجسيم قسمة جهد أحد الـ Faulty Phases-to N على تيار نفس الـ Phase-N ، حتى لو كان هذا الـ Phase هو أحد Two Faulty Phases ، على سبيل المثال بقسمة الجهد V_{B-N} على التيار I_{B-N} رغم أن هذا الـ Phase فعلا معطل ، كما سيتبين لاحقا بالمعادلات.

وقد تم تجميع قيم التيار والجهد على الـ phases المختلفة بدلالة Positive Sequence Current فى الجدول 4−1 ، وذلك تمهيدا لاستخدام هذه القيم في حسابات Z_F المختلفة.

جدول 4-1 قيم الجهد والتيار المستخدمة فى حساب المعاوقة فى حالتى عطل: A-B و A-B-C

Fault Quantity	Three Phase Fault A-B-C	Phase to Phase Fault B-C
I_a	I_1	0
I_b	$a^2 I_1$	$(a^2 - a)I_1$
I_c	$a I_1$	$(a - a^2)I_1$
V_a	$Z_{L1} I_1$	$2(Z_{s1}+Z_{L1}) I_1$
V_b	$a^2 Z_{L1} I_1$	$(2 a^2Z_{L1}-Z_{S1}) I_1$
V_c	$a Z_{L1} I_1$	$(2 aZ_{L1}-Z_{S1}) I_1$

و فيما يلى سنذكر المعادلات المستخدمة فى حساب Z_1 Positive Sequence Impedance فى حالات الأعطال المختلفة .

Phase to Phase (B_C)

$$\frac{V_{bc}}{I_{bc}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = \frac{2(a^2 - a)Z_1 I_1}{2(a^2 - a)I_1} = Z_1 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (4-2)$$

Three Phase Fault

$$\frac{V_{bc}}{I_{bc}} = \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} = \frac{(a^2 - a)Z_1 I_1}{(a^2 - a)I_1} = Z_1 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (4-3)$$

لاحظ أن قيمة V_{bc} وقيمة I_{bc} فى المعادلتين السابقتين تختلفان حسب نوعية العطل وهل هو Phase to Phase أم هو 3-Phase. لكن باستخدام القيم الصحيحة من الجدول السابق يمكن الحصول على قيمة Z_F الصحيحة فى كل الأحوال وتساوى دائما Z_1 .

لاحظ أيضا أن استخدام فكرة قسمة فرق الجهد على فرق التيار قد ساهم فى تجنب مشكلة أن تعتمد قيمة Z_F التي يحسبها الـ Relay على قيمة Z_{Source} ، التى لم تظهر فى المعادلات

السابقة ، فلو كنا اعتمدنا على قسمة V_B على I_B فإن هذا كان سيؤدى إلى قيمة خاطئة تعتمد على Z_s كما يتضح من المعادلة التالية :

$$Z_F = Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{a^2(2I_1 Z_{L1}) + (a^2 + a)I_1 Z_{s1}}{(a^2 - a)I_1} \quad \text{.........}(4-4)$$

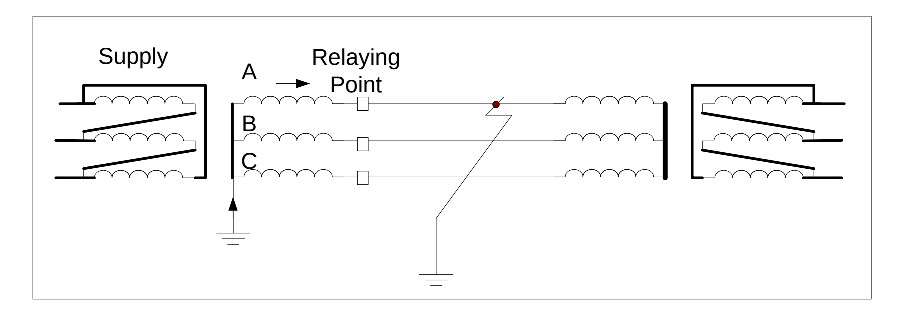
ويمكن بعمليات تبسيط المعادلة السابقة حتى نصل إلى أن نضعها على الصورة التالية:

$$Z_B = \left| \frac{2}{\sqrt{3}} \angle 30^\circ \right| . Z_{L1} + \left| \frac{1}{\sqrt{3}} \angle -90^\circ \right| . Z_{s1} \quad \text{......}(4-5)$$

والجزء الثانى من المعادلة السابقة يثبت خطأ الاعتماد على قسمة V_B على I_B رغم أن هذا الـ phase مشترك فى العطل بسبب ظهور Z_s فى المعادلة وهى قيمة متغيرة كما هو معلوم ، بمعنى أن جهاز الحماية يمكن أن يعطى قيمة مختلفة لنفس العطل تبعا لظروف التشغيل ، وهذا مالا نريده ، ومن ثم فالصحيح هو قسمة فرق الجهد على فرق التيار كما أسلفنا.

2-5-4 حساب Z_F فى حالات Earth Faults

يتوقف اختيار المعادلات المناسبة لقياس Z_F لهذه النوعية من الأعطال على عدة عناصر أهمها طريقة Earthing وسنشرح هنا كيفية استنتاج المعادلات المناسبة فى حالة واحدة هى الأشهر والأكثر انتشارا فى الشبكات ، وهى الحالة التى تظهر فى الشكل 4−13 حيث نقطة الـ Earthing خلف جهاز الحماية من جهة الـ Supply .



شكل 4−13 نقطة التأريض خلف الـ Relay

قد يبدو لأول وهلة أن قيمة الجهد عند أطراف جهاز الحماية تساوى ببساطة حاصل ضرب التيار فى المعاوقة المقاسة من نقطة العطل حتى الـ Relay . وهذا التبسيط صحيح فى حالة واحدة فقط وهى عدم وجود R_F . أما إذا كان العطل خلال R_F فإن التبسيط السابق يكون فى الواقع خطأ كما سيتبين من المعادلات التالية:

$V_a = I_1*Z_1 + I_2*Z_2 + I_0*Z_0$ .... (4-6)

$I_a = I_1 + I_2 + I_0$ .... (4-7)

$I_N = I_a + I_b + I_c = 3I_0$ .... (4-8)

وإذا أخذنا فى الاعتبار أن Z_1 تساوى Z_2 ، وإذا سمينا ثابت جديد هو K يساوى

$K = Z_0/Z_1$ .... (4-9)

فإننا بالتعويض من المعادلة 7-4 فى المعادلة 6-4 آخذين فى الاعتبار المعادلتين 8-4 & 4-9 يمكن بسهولة أن نثبت أن

$$V_a = Z_1\left\{I_a + (I_a + I_b + I_c)*\frac{K-1}{3}\right\} \quad ....(4-10)$$

وبقسمة V_a على I_a ، سنجد أن المعاوقة Z_R التى سيحسبها الـ Relay لن تساوى Z_1 ، وإنما فى الواقع ستساوى

$$Z_R = \left(1 + \frac{K-1}{3}\right)Z_1 \quad ....(4-11)$$

وهذا معناه أنه للحصول على قيمة Z_F الحقيقية يلزم عمل نوع من التصحيح لقيم التيار والجهد الداخلة للـ Relay . وهو ما يعرف بـ Compensation .

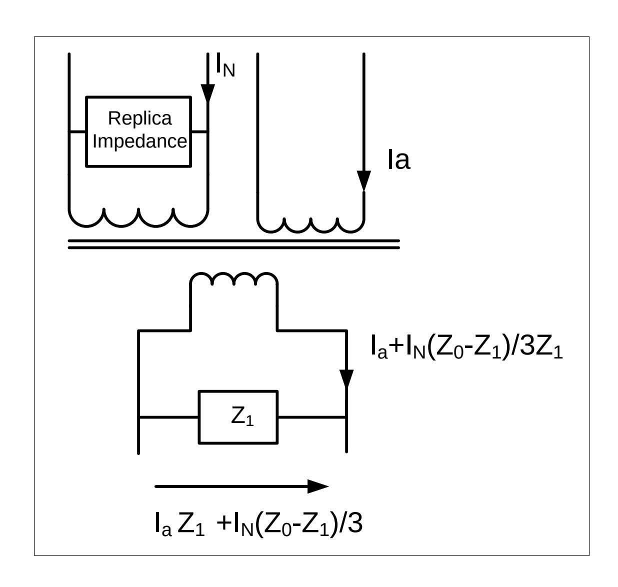
3-5-4 تصحيح قيم التيار فى حالات الأعطال الأرضية

وتعرف هذه العملية باسم الـ Residual Compensation ، حيث تبين فى المعادلة 4−11 أن لو كان تيار الـ Relay يساوى

$$I_a + \frac{I_N}{3}\left[\frac{Z_0 - Z_1}{Z_1}\right] = I_a + I_N[\frac{K-1}{3}]$$

فإننا سنحصل على قيمة Z_1 مباشرة من قسمة V_a على هذا التيار الجديد المصحح. وهذا الأمر سهل للغاية فى حالة أجهزة الوقاية الرقمية حيث يمكن بسهولة تغيير قيم التيار بالزيادة والنقصان بدون أدنى تعقيد وبدون أى تركيبات إضافية ، فالأمر لا يعدو أن يكون تغييرا فى Software داخل الجهاز.

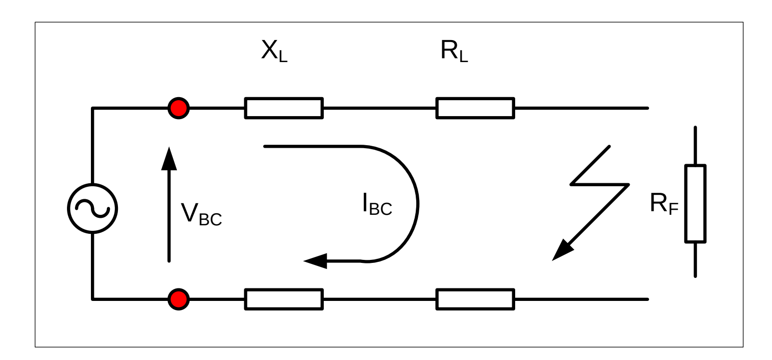
وبعض الأجهزة تستخدم ما يعرف بـ Replica Impedance فى دوائر قياس التيار كما فى الشكل 4−14 ، بحيث أن التيار الذى يدخل إلى الـ Relay لا يكون هو التيار المقاس مباشرة وإنما يكون ناتجا من مرور التيار على هذه Impedance الجديدة ، ومن ثم فالمعاوقة الناتجة من عملية الحساب ستكون مصححة.



شكل 4−14 تصحيح قيم التيار بوضع معاوقة فى محول التيار

4-5-4 تأثير مقاومة العطل R_F على قيمة Z_F المحسوبة

لكن يبقى أن ندرس تأثير R_F على قيم Z_F المقاسة فى حالة Phase-to-Phase Fault . وهذه المشكلة تظهر فى الشكل 4−15 .



شكل 4−15 تأثير مقاومة العطل على قيم المعاوقة المحسوبة فى حالة عطل Phase-to-Phase

وبتطبيق نفس المعادلات السابقة مع أخذ R_F فى الاعتبار يمكن كتابة المعادلة على صورة

$$Z_{ph-ph} = \frac{2\left(R_L I_{BC} + jX_L I_{BC}\right) + I_{BC} R_F}{I_{BC}} \quad ....(4-12)$$

ومنها نصل إلى أن قيمة المعاوقة Z_F التى يراها الـ Relay فى حالة Phase-to-Phase هى

$$Z_{Ph-Ph} = R_L + jX_L + \frac{R_F}{2} \quad ....(4-13)$$

وهى نتيجة مثيرة للاهتمام حيث تبين أن جهاز الوقاية لا يرى سوى نصف قيمة R_F فقط فى حالة Phase to Phase ، وهذا شئ يجب أن يؤخذ فى الاعتبار عند ضبط Zone Reach فى اتجاه R داخل أجهزة الوقاية المخصصة للوقاية من الأعطال من نوعية Phase-to-Phase .

5-5-4 مقاومة الشرارة

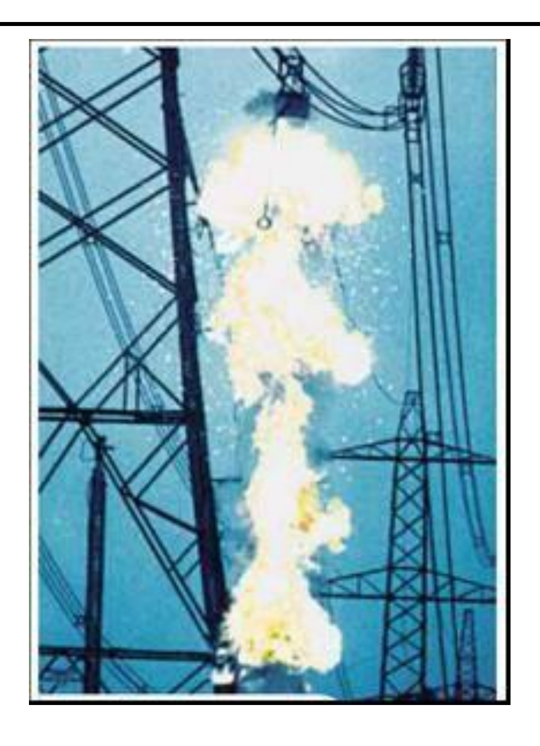
وتجدر الإشارة هنا إلى أن مقاومة العطل R_F تكون بسبب الشرارة الناتجة عن العطل ، بالإضافة إلى مقاومة تأريض الأبراج. فأما المقاومة نتيجة تأريض الأبراج فتتراوح فى مدى واسع بين قيمة أقل من الواحد أوم ، وقيمة تتعدى مئات الأوم. وأما مقاومة الشرارة فتحسب بواسطة أحد المعادلات التقريبية التالية:

$$R_{arc} = \frac{8750}{I^{1.4}}$$

$$R_{arc} = \frac{350}{I} \qquad \Omega \text{ /Ft of Arc} \qquad (4\text{-}14)$$

$$R_{arc} = \frac{3000}{I^{1.3}}$$

وجميع المعادلات السابقة تعطى قيمة مقاومة الشرارة بوحدات الأوم لكل قدم طولى من طول الشرارة حيث أن الشرارة يمكن أن تكون طويلة كما فى الصورة 4-1. مع ملاحظة أنه كلما ارتفع تيار العطل كلما كان تأثير مقاومة الشرارة محدودا كما هو واضح من جميع المعادلات السابقة. (تهمل إذا تعدى التيار 4000 أمبير).



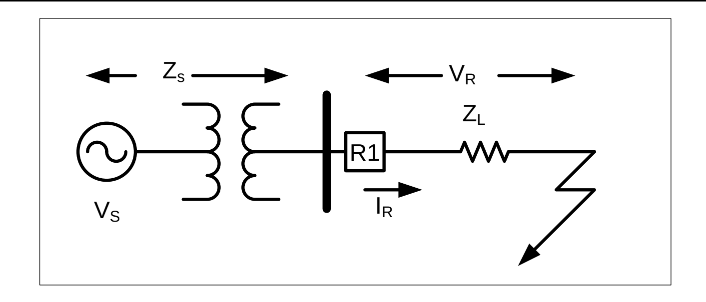
صورة 4−1 شرارة حقيقية على خط نقل

6-5-4 تأثير تغير قوة المصدر (SIR) على قيمة Z_R

طبقا للرسم رقم 4−16 فإن الجهد الذى يقرأه جهاز الحماية يساوى

$$V_R = I_R * Z_L = \frac{V_s}{Z_s + Z_L} * Z_L = \frac{V_s}{\frac{Z_s}{Z_L} + 1} \quad ......(4-15)$$

تعرف النسبة (Z_S/Z_L) بـ Source Impedance Ratio, SIR. و تتراوح قيمتها بين قيمة اقل من الواحد إلى حوالى 30 . وكلما صغرت كلما دل ذلك على قوة المصدر .



شكل 4−16 تأثير قوة المصدر على المعاوقة

وتجدر الإشارة إلى أن Z_s يتم حسابها بدلالة الـ Short Circuit Capacity للمصدر من المعادلة التالية:

$$Z_s = \frac{(kV^2)}{MVA_{sc}} \quad ....(4-16)$$

ويظهر من المعادلة 4−15 أن الجهد الذى يقيسه الجهاز يعتمد على SIR ، فكلما كبرت SIR كلما قلت قيمة الجهد الذى يراه الـ Distance Relay ، وهذا يسبب مشاكل للجهاز لأنه إذا كانت قيمة الجهد الذى يظهر على أطراف الجهاز صغيرة فربما لا يحس الجهاز بهذا العطل (أو على الاقل سيراه بنسبة خطأ عالية نسبيا) . ولذا فإن الشركات المصنعة تحدد حدود قدرة الأجهزة وكفاءتها فى اكتشاف الأعطال بدلالة اتساع مدى (SIR) الذى يمكن للجهاز اكتشاف الأعطال خلاله.

7-5-4 استخدام الـــ Ploarization Voltage

فى حالة إذا كان العطل قريبا جدا فإن الجهد الذى سيقيسه الجهاز أيضا سيكون صغيرا مهما كانت قوة المصدر ، ولذلك ففى أجهزة الوقاية الحديثة إذا كان العطل قريبا جدا والجهد صغير فإن جهاز الوقاية يستخدم قيم الفولت المخزنة بالذاكرة قبل حدوث العطل مباشرة فى تصحيح الخطأ . وهو ما يعرف بـ Polarization Voltage or Memory Characteristic.

وليس الغرض من الـ Polarization Voltage استخدامه فى حساب قيمة Z_F ، فبالطبع ستكون القيمة خاطئة ، لكننا نستخدم هذا الجهد فقط لنحدد اتجاه العطل ، وهل هو أمامى أم خلفى؟ .فمعلوم أنه لتحديد الاتجاه فإننا نحتاج لتيار العطل – وهو متاح لنا – ولكننا نحتاج

أيضا إلى الجهد لمعرفة الزاوية بينهما ، ولذا نستخدم آخر قيمة جهد متاحة لنا ، فإذا ثبت أن العطل أمامى فى ظل هذا الانهيار فى الجهد فسيتم الفصل فورا ، ولن نحتاج لقيمة الجهد الدقيقة.

8-5-4 القياسات المطلوبة لتنفيذ الحسابات فى الوقاية المسافية

قبل أن نختم هذا الجزء الخاص بحسابات المعاوقة ، فإننا نشير أخيرا إلى أن جهاز الوقاية المسافية يستخدم أجهزة قياس منفصلة (CT) لقياس تيارات الأوجه الثلاثة I_{a-N} , I_{b-N} , I_{c-N} ، وأجهزة VT منفصلة لقياس جهود الأوجه الثلاثة الـ V_{a-N} , V_{b-N} , V_{c-N} ، ويستخدم أجهزة قياس أخرى منفصلة لقياس Line Voltages and Line Currents ، V_{ab}, V_{bc} , V_{ca}, I_{ab}, I_{bc} , I_{ca} ، بمعنى أن لديه ستة من أجهزة VT وستة أخرين من أجهزة CT . وبمعنى آخر فإن عدد الـ Input Quantities اللازمة للجهاز هو 12 إشارة. مع ملاحظة أن بعض الأجهزة القديمة كانت تستخدم نظام Selector Switch لتقليل هذا العدد ، لكن ليس هذا هو الواقع الآن.

وقد يبدر سؤال إلى الذهن : ألا يكفى أن نقيس الـ Phase Quantities مثلا ونستنتج الكميات الأخرى منها؟ والحقيقة أن هذا الفصل بين الكميات المقاسة ضرورى لأنه – وكما تبين من الأجزاء السابقة – فإن لكل نوع من أنواع الأعطال حسابات مختلفة ، بل إن بعض القياسات لبعض الأعطال تحتاج لتصحيح عند قياسها كما رأينا فى حالة الأعطال الأرضية ، وحيث أن هذا التصحيح فى طرق القياس مطلوب فقط لهذه النوعية من الأعطال ، وغير مطلوب فى غيرها ، ومن ثم لزم وجود أجهزة قياس منفصلة.

6-4 تحديد اتجاه العطل

من الأمور الهامة فى أجهزة الوقاية المسافية ضرورة تحديد اتجاه العطل وهل هو أمامى أم خلفى ، ويفضل الرجوع إلى أساسيات الوقاية الاتجاهية فى الفصل الثالث من هذا الكتاب ، لكننا نسترجع هنا فقط بعض الامور المتعلقة بالوقاية المسافية .

من المعلوم أنه عند حدوث عطل أمامى Forward Fault فإن التيار يندفع للأمام فى اتجاه نقطة العطل ، وتعتمد قيمة Phase angle بينه وبين جهد نفس الـ phase على قيمتى R

and X المقاستين من مكان الـ Relay حتى نقطة العطل ، وغالبا فى حالة الخطوط الهوائية فإن X_{Line} تكون أكبر بكثير من R_{Line} ، وبالتالى فإن زاوية العطل تكون حوالى 80 درجة أو قريبا من ذلك.

ففى حالة الأعطال الأمامية على الكابلات فإن حدوث Short Circuit يسبب نقصا فى قيمة X المكافئة ، وغالبا ما تكون زاوية العطل فى خطوط الكابلات فى حدود 20 درجة فقط ، وقد تصل إلى الصفر إذا كان العطل قريبا جدا وخلال مقاومة.

اما فى حالة الأعطال الخلفية Reverse Fault فإن التيار عموما يتجه للخلف وتكون زاويته تقريبا 180 درجة بالنسبة لجهد نفس الـ Phase ، وبالتالى فإن المعاوقة Z_R المقاسة بواسطة جهاز الوقاية تكون زاويتها فى منطقة المربع الثالث من مخطط R-X بمعنى أنها فى منطقة منع الاشتغال Blocking Zone.

7-4 مشاكل تواجه الـــ Distance Relay

ورغم المحاولات السابقة للوصول إلى الأداء الجيد لأجهزة **Distance Relays** فلا يزال هناك عدة مشاكل مشهورة تؤثر على أداء الـ Distance Relays من أهمها:

1- Over-reach

2- Parallel lines

3- Under-reach

4- In-Feed

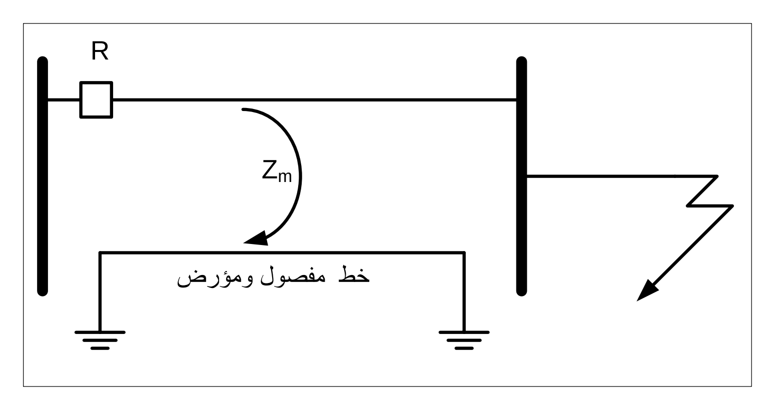
1-7-4 مشكلة الـ Over-reach

نتيجة أخطاء أجهزة القياس التى أشرنا إليها من قبل فإن جهاز الوقاية المسافية يمكن أن يرى العطل البعيد كأنه قريب (إذا كان الخطأ بالسالب) ، بمعنى أن الجهاز يرى معاوقة أصغر من المعاوقة الحقيقية ، و فى هذه الحالة نقول أن الجهاز قد حدث له Over-reach بمعنى أنه صار يمكنه أن يغطى **بالخطأ** مدى أكبر من المدى الحقيقى له ، لأنه طالما أن الخطأ الذى يضاف إليه بالسالب فسيظل الجهاز يعتقد أن العطل لا يزال فى مداه الطبيعى.

4-7-2 مشكلة الخطوط المتوازية

من أشهرالمشاكل التى تصنف على أنها من مشاكل الـ Over-reach هى مشكلة خروج أحد خطين متوازيين من الخدمة وبقاء الآخر. فقبل خروج هذا الخط كانت المعاوقة التى يراها كلا الـ Relay تتأثر بما يعرف بـ Mutual Impedance بين الخطين ويرمز لها بالرمز Z_m فى الشكل 4–17 ، ويطرح تأثيرها من الحسابات عند ضبط الجهاز .

الآن عند خروج أحد الخطين – دون تعديل فى قيم الضبط – يظل الجهاز الذى بقى فى الخدمة يطرح قيمة Z_m من قيمة معاوقة أى عطل ، رغم أن Z_m لم يعد لها وجود ، وبالتالى فقد يرى الجهاز أعطال المرحلة الثانية كأنها مرحلة أولى ، ومن ثم فنحن أمام مشكلة Over-reach لأن الجهاز يرى معاوقة أقل من الحقيقية.



شكل 4–17 تأثير فصل أحد الخطين المتوازيين

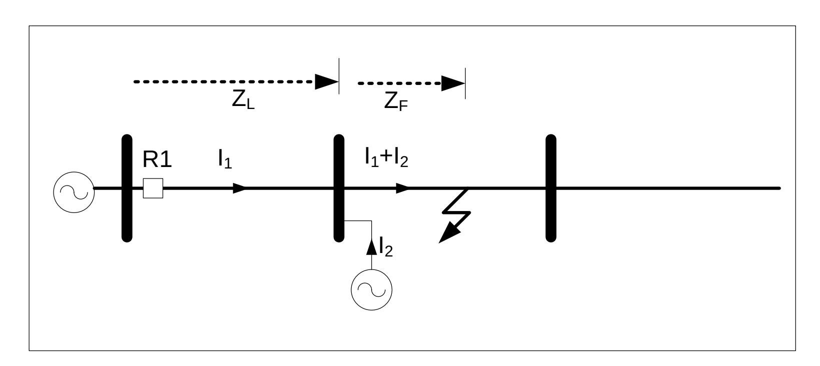
وتجدر الإشارة أنه فى أجهزة الوقاية الرقمية Digital Relays يتم حل هذه المشكلة ببساطة عن طريق تخزين مجموعتين من قيم الـ Setting ، تكون أحدهما مناسبة إذا كان الخطين معا فى الخدمة ، والأخرى مناسبة عند خروج أحد الخطين من الخدمة ، على أن يتم تفعيلها بمجرد خروج الخط الآخر من الخدمة.

3-7-4 مشكلة الـ Under –reach

و العكس إذا رأى الجهاز العطل القريب كأنه بعيد (إذا كان الخطأ فى القياس موجبا) بمعنى أن المعاوقة Z التى يراها الجهاز أكبر من المعاوقة الحقيقية ، وفى هذه الحالة نقول أن الجهاز قد حدث له Under-reach بمعنى أنه لم يعد قادرا على التغطية **الصحيحة** إلا لمدى أصغر من الطبيعى . وخارج هذا المدى القصير سيرى الجهاز – بالخطأ – أن العطل خارج تغطيته مما يعنى أنه يعانى من مشكلة Under-reach .

4-7-4 مشكلة الـ In –Feed

ومن أشهر أمثلة Under-reach وجود تغذية إضافية عند نهاية الخط Remote In-feed Problem كما فى الشكل 4−18 .



شكل 4− 18 مشكلة الـ In-Feed

فالجهد الذى سيظهرعند طرفى الجهاز R1 يتأثر بالتيارين I_1 and I_2 ويساوى:

$$V_R = I_1 * Z_L + (I_1 + I_2) * Z_F \quad ....(4-17)$$

بينما التيار الذى يقاس عند طرفى جهاز الوقاية يساوى I_1 فقط وعند قسمة V_R على I_R ستكون المعاوقة التى يراه الجهاز تساوى

$Z_R = Z_L + Z_F + (I_2/I_1)\, Z_F$

وهى أكبر من المعاوقة الحقيقية التى كان ينبغى أن تقاس والتى تساوى Z_L+Z_F .

والمثال الآخر لهذه المشكلة هو High Impedance Fault حيث يرى الجهاز معاوقة أكبر من المعاوقة الحقيقية وبالتالى لا يستطيع أن يغطى بدقة المدى الكامل له.

8-4 طرق البدء Starting فى اكتشاف الأعطال

حتى يبدأ جهاز الوقاية المسافية فى العمل فلا بد من وجود إشارة لتنبيهه إلى حدوث عطل(Starting Function وتسمى أيضا مرحلة Detection . وهذا الأسلوب يستخدم فى أجهزة الوقاية من النوع الإلكتروميكانيك فقط ، أما الأجهزة من النوع Digital فهى لا تحتاج لذلك وإنما تقيس المعاوقة بصورة مستمرة طوال الوقت حتى تنخفض قيمتها .

وتتنوع الاساليب المستخدمة فى العمل فى مرحلة Starting فى هذه الأجهزة ، لكن بصفة عامة لابد من توافر بعض الشروط فى كل الاساليب المستخدمة. ومن أهم هذه الشروط أن يكون للأسلوب المستخدم القدرة على تمييز Phase-Faults ، وخاصة الأعطال من النوع Single Phase ، حيث سيترتب على هذا النوع من الأعطال فصل Faulted Phase فقط بواسطة Single Pole Tripping ، إن وجد.

وحتى إذا لم يستخدم هذا النوع من الـ Breakers فإنه من الضرورى فى مرحلة Starting أن يتم تحديد نوعية العطل ، وهل هو على وجه واحد أو اثنين أو أكثر ، لأن ذلك سيترتب عليه أمر هام جدا وهو تحديد نوعية المعادلات المستخدمة فى حساب معاوقة العطل Z_F كما سبق أن بينا.

وهناك ثلاث طرق أساسية لبدء أجهزة الوقاية المسافية Starting ، هى:

1- متابعة ارتفاع التيار

2- متابعة إنخفاض الجهد

3- متابعة تغير قيمة المعاوقة

1-8-4 الطريقة الأولى Overcurrent Starting

والطريقة الأولى هى اسهل وأوسع الطرق إنتشارا ، وتستخدم أساسا مع الخطوط التى تكون Z فيها صغيرة فى الوضع الطبيعى وغالبا يتم ضبطها على قيم محددة لتيار البدء مع مراعاة استخدام قيمتين فى حالة الخطوط المتوازية Parallel Lines ،لأن التيار سيتضاعف بصورة طبيعية فى حالة خروج أحد الخطين من الخدمة فلابد من أخذ هذه النقطة فى الاعتبارعند ضبط الخطوط المتوازية.

2-8-4 الطريقة الثانية : Under Voltage Starting

وتستخدم هذه الطريقة إذا كان Short Circuit Current صغيرا خاصة فى حالة Weak System أو فى حالة التأريض باستخدام High Impedance فى المحولات والمولدات ، ففى مثل هذه الحالات يصبح تيار SC صغيرا ولا يكفى لعمل Starting ، وعندها نستخدم الانخفاض فى الجهد كعامل مساعد فى اكتشاف الأعطال . مع الأخذ فى الاعتبار حالة خاصة وهى حالة فصل الخط تماما Shut down حيث يجب تجنب أن يخدع الجهاز ويقوم ببدء خاطئ فى هذه الحالة . و لمنع حدوث ذلك فإن الجهاز يعتبر الانخفاض فى الجهد مؤشرا على العطل بشرط وجود حد أدنى من التيار Minimum Current . ومن ثم فعند حدوث ارتفاع طفيف فى التيار فإن الجهاز يختبر : هل انخفض الجهد إلى حوالى 70% ؟ فإذا كانت الإجابة نعم ، يتم بدء عمل الـ Distance Relay ، مع ملاحظة أنه إذا كان الارتفاع فى التيار كبيراً فغالبا لا ينظر لقيمة الجهد كما فى الطريقة الأولى.

3-8-4 الطريقة الثالثة Under Impedance Starting

من الأنواع المشهورة أيضا فى طرق حث أجهزة الوقاية المسافية على البدء ما يسمى Under Impedance ، وفى هذه الحالة فإن Relay بالإضافة إلى الدوائر الثلاثة التى تمثل حدود Protective Zones فإنه يزود بدائرة رابعة خارجية أكبر منهم وأوسع والتى سبق الحديث عنها وهى المعروفة بـ Zone-4. وبمجرد أن تقع قيمة Z المحسوبة داخل حدود هذه الدائرة الكبيرة يبدأ الجهاز فى Starting : فإما أن تنتقل نقطة الشغيل إلى إحدى الدوائر الداخلية الثلاث (حالة العطل) أو تظل فى الخارج فيتم عمل Blocking أى منع التشغيل مثل حالة Power Swing . وتتميز أجهزة الوقاية الرقمية بالقدرة على تشكيل دائرة Starting بطرق هندسية متنوعة وكأنك تستخدم مقص فى تفصيلها وذلك لتعين الجهاز على تجنب التشغيل الخاطئ فى حالة الحمل الثقيل Heavy Loading مثلا.

ملحوظة:

تعتبر الـ Power Swing من الظواهر التى تسبب مشاكل لأجهزة الـ Distance Relays ، فأثناء حدوثها يمكن أن تنخفض قيمة Z التى يراها الـ Relay إلى أقل من حدود Zone-1 ، لكنها سرعان ما تزيد مرة أخرى ، ثم تعود وتنخفض مرة أخرى ، وهكذا. مما يعنى أن الجهاز

يمكن أن يخدع ويرسل إشارة فصل خاطئة. ويتم منع الجهاز من التشغيل الخاطئ عن طريق تتبع معدل التغير فى قيمة Z_R .

9-4 الأنظمة المختلفة لفصل الأعطال

بعد حساب قيم المعاوقة داخل الـ Relay كما فى الجزء 4–5 ثم اكتشاف العطل كما فى الجزء 4–8 تكون الخطوة التالية هى إرسال إشارة لفصل الـ CB مع ملاحظة أنه يجب فصل الـ CBs الموجودة فى بداية ونهاية الخط الذى عليه العطل فى وقت واحد وفى نفس اللحظة . وهذا يستلزم نوع من التخاطب Communication بين الـ Relays الموجودة على طرفى الخط.

وأسلوب التخاطب هذا ضروري ومفيد لسبب أخر وهو أن بعض الأعطال لا سيما التى تقع قرب أحد طرفى الخط قد تكتشف بسهولة بواسطة أحد الـ Relays لكنها فى الغالب لا تكتشف – أو تكتشف بزمن تأخير – بواسطة الـ Relay الموجود عن الطرف الآخر ، ومن هنا فإنه باستخدام الـ Communications بين أجهزة الوقاية على طرفى الخط فإننا يمكننا تسريع عملية الفصل لكلا الجهازين.

وعموما فإن أى جهاز عند أى طرف من طرفى الخط إذا تمكن من اكتشاف عطل ما فإنه لن يتخذ قرارا بالفصل إلا بناء على بروتوكول متفق عليه بين أجهزة الوقاية على طرفى الخط ، أو ما يعرف باسم Pilot Schemes كما سيتضح لاحقا.

1-9-4 وسائل إرسال إشارات الـ Communication

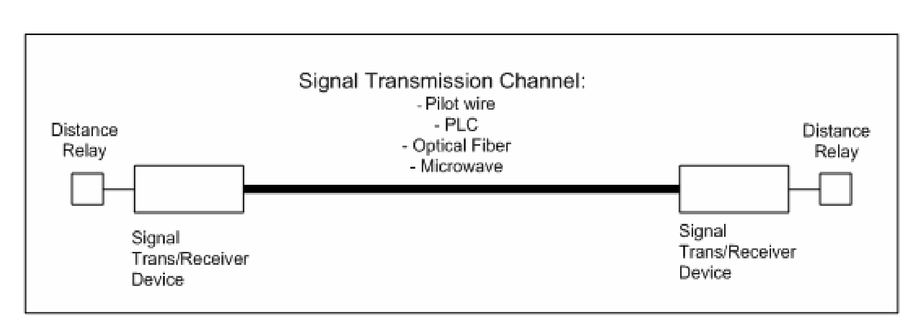
وقبل أن نشرح بالتفصيل البروتوكولات المتبعة بين أجهزة الوقاية فإننا نقدم بصورة موجزة أنواع الوسائط التى تستعمل لنقل هذه الإشارات:

1- من أهم هذه الوسائط استخدام ما يعرف بـ Pilot Wire وهو كابل خاص مخصص فقط لنقل هذه الإشارات ويكون معزول جيدا حتى لا يتأثر بالذبذبات والجهود المحيطة به والتى يمكن أن تولد فيه Induced Voltage بطريق الخطأ. ويصلح هذا الكابل للأطوال حتى 25 كم.

2- ومن الطرق المستخدمة لنقل الإشارات استخدام ما يعرف بـ Power Line Carrier PLC حيث يتم نقل إشارات الـ Communication على خط النقل نفسه وهذه الطريقة هى الأنسب لا سيما مع الخطوط الطويلة التى تصل إلى عدة مئات من الكيلومترات.

3- يمكن أيضا حديثا استخدام Fiber Optic Cables لنقل الإشارات خلالها وهى الأكفأ بين طرق النقل لكنها بالتأكيد هى أيضا الأعلى تكلفة. وعادة تستعمل فى الخطوط حتى 150 كم.

وفى كل الأحوال وأيا كانت وسيلة نقل الإشارات فإننا بالطبع نستخدم إشارات ذات تردد مختلف عن تردد الشبكة لمنع التداخل بينهما. وتوضع أجهزة استقبال الإشارات فى نهاية الخط قبل الدخول للمحطة مباشرة كما فى الشكل 4-19 .





شكل 4-19 أجهزة استقبال الإشارات فى مدخل المحطة

10-4 استخدام Pilot Schemes لتسريع الفصل

كما سبق أن بينا فهناك مراحل لفصل العطل ، لكن المشكلة تكمن فى أن الـ Distance Relay لو اعتمد فقط على هذه المراحل المبرمجة داخله فقد تتسبب أخطاء القياس على سبيل المثال فى خداع الـ Relay فتجعله يرى عطلا فى المرحلة الأولى وكأنه فى المرحلة الثانية ، وهذا إن حدث يمكن أن يسبب مشاكل عديدة لمنظومة القوى ، من أهم هذه المشاكل فقدان التوازن Loss of Stability . فكما هو معلوم ، فإن منظومة القوى تتحمل الأعطال طالما كانت فى حدود زمنية معينة ، ولكن إذا تأخر الفصل عن هذا الزمن يصبح النظام Unstable .

ومن المشاكل الأخرى التى تنشأ عن تأخر الفصل مشكلة تحول الأعطال من أعطال Transient إلى أعطال دائمة ، فمن المعروف أنه عند حدوث عطل Transient فإن نظام الحماية يفتح الخط ثم يقوم Auto Re-closure فيعيد غلق الـ CB بعد فترة وجيزة تكون كافية لإطفاء الشرارة الناتجة عن العطل ، فإذا تأخر أحد الـ Two Relays المسئولة عن فصل العطل عن العمل ، فإن التأخير سيتسبب فى عدم إتمام إطفاء الشرارة الناتجة عن العطل لأن التيار خلال العطل سيستمر من الجهة التى لم تفصل ، وبالتالى فرغم أنه هو فى الأصل عطل مؤقت ، لكنه سيعامل الآن على أنه عطل دائم بسبب عدم إتمام اطفاء الشرارة ، مما سيترتب عليه أن الـ Relay سيفصل الخط بصورة دائمة ونفقده من الخدمة دون داع.

ومن أجل التغلب على هذه المشاكل فقد ابتكر مهندسو الوقاية طرقا لتسريع عملية الفصل ، و هى طرق متنوعة تعتمد فى فكرتها جميعا على تبادل المعلومات بين جهازى الوقاية الموجودين على طرفى الخط ، وهذه المعلومات قد تشمل قيم فعلية من الطرف الآخر (مثل قيم الجهد والتيار) ، ولكنها فى الغالب تشمل إما طلب فصل CB وذلك فى الأنظمة المعروفة باسم (Transfer Tripping Scheme) أو طلب منع فصل CB وذلك فى الأنظمة التى تعرف بـ (Blocking Schemes) ، وفى الأجزاء التالية سنعرض أشهر هذه الطرق :

1-10-4 الطريقة الأولى Zone-1 Extension Scheme

هذا النظام يستخدم للتغلب على مشكلة شرارة العطل التى تتسبب دائما فى جعل الـ Relay يرى العطل بعيد عن مكانه الحقيقى ، وهى تستخدم حين لا يكون هناك وسيلة متاحة لتبادل المعلومات بين جهازى الوقاية على طرفى الخط أو فى حالة استخدام جهاز واحد فقط كما فى حالة Radial System ، ولكن يشترط وجود – واستخدام – جهاز Auto Re-closure .

وتعتمد فكرة هذا الأسلوب على عمل زيادة لمدى Zone-1 ، فبدلا من جعله 80% فقط نجعله 120% ، و بمجرد حدوث عطل سيتم فتح الدائرة وتشغيل الـ Auto Re-closure ليكون جاهزا للمحاولة الأولى لإعادة غلق الدائرة ، فى هذه الأثناء تكون شرارة العطل قد اطفئت لأن الدائرة مفتوحى ، وفى نفس الوقت وقبل أن يسمح لجهاز الـ Auto Re-closure بإعادة غلق الدائرة فإن الـ Relay يعود لقيم الضبط التقليدية للمرحلة الأولى وهى (80%) .

والسؤال : ماذا كسبنا من هذه الطريقة؟ ....

أولا : كون مدى Zone-1 قد امتد لمسافة أطول (120%) فمعنى ذلك أن الأعطال التى صارت معاوقتها كبيرة بالخطأ بسبب وجود Arc Resistance سوف يتم اكتشافها ضمن Zone-1 .

ثانيا : عند فتح الخط ستنطفئ شرارة العطل ، وكما ذكرنا فإنه قبل أن يقوم الـ Auto Re-closure بغلق الدائرة فإن الـ Relay يعود للمدى الطبيعى. ....الآن وبعد غلق الدائرة سيرى الـ Relay معاوقة العطل الحقيقية دون أى زيادة لأن الشرارة قد اختفت ، عندئذ إذا كان العطل بالفعل فى حدود Zone-1 التقليدية (80%) فسيتم فصله بصورة دائمة وسيكون القرار صحيحا.

لكن بالطبع هناك عيب واضح وهو أن الأعطال الخارجية التى لا تحدث خلال مقاومات خارجية وفى نفس الوقت التى تقع فى مدى 120% من طول الخط سوف يتم فصلها مؤقتا . صحيح أنه بعد فتح وغلق الـ Auto Re-closure سوف يتم علاج هذا الفصل الخاطئ ، لكن تظل هناك مشكلة تشغيل غير ضرورى للـ CBs تؤثر بالطبع على عمره الافتراضى.

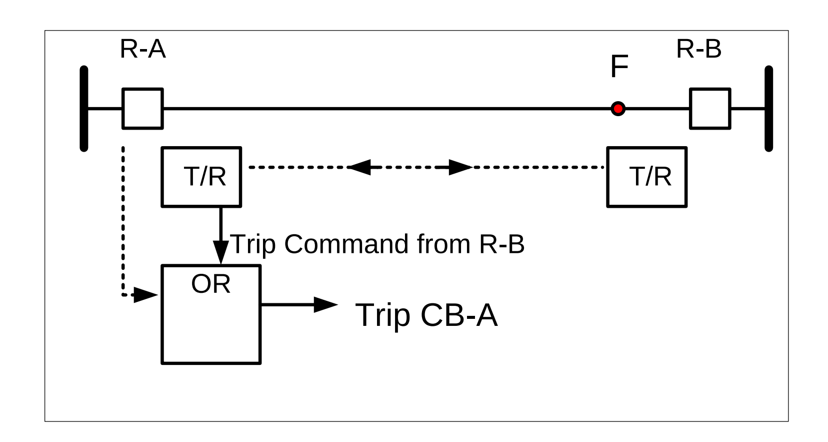
2-10-4 الطريقة الثانية DTT Direct Transfer Trip

فى هذه الطريقة فإن الـ Relay الذى يكتشف العطل سوف يرسل إشارة فصل إلى الـ Relay الموجود على الطرف الآخر . وأحيانا يسمى هذا النظام Direct Under Reach Transfer Trip ، وفكرة عمله وسبب التسمية تتضح من المثال التالى.

فالـ Relay R-A فى الشكل 4−20 على سبيل المثال ربما يرى العطل الموجود عند نقطة F – بالخطأ – وكأنه فى Zone2 أو كأنه فى Zone-3 بسبب أنه قريب جدا من الطرف B ، وربما حدث خلال شرارة لها مقاومة عالية ، وهذا يعنى أنه يعانى من حالة Under reach ، لأنه لم يستطع أن يرى العطل ضمن الـ Reach الخاص بـ Zone-1. لكن R-A وباستخدام DTT سوف يفصل مباشرة بناء على الإشارة التى ستصله من R-B الموجود فى الطرف الآخر والذى رأى العطل بسهولة ضمن Zone-1.

ويتم فصل R-A بدون عمل أى تأكيدات أو مقارنات مع Local conditions كما فى طرق أخرى تالية . ومن هنا جاء استخدام اللفظين Direct و Under Reach .

ولكونه يفصل مباشرة بناء على المعلومة القادمة من الطرف الآخر فلذلك يجب أن تكون دقة نقل واستقبال هذه الإشارات عالية مع درجة عالية من التأمين لوسيلة نقل المعلومات بين الطرفين. لاحظ فى الشكل أن R-A يفصل فى حالتين : أما أن يرى هو نفسه العطل فى Zone-1 أو فى الحالة الثانية تصله إشارة من الطرف الآخر ، ولذلك نستخدم مفهوم OR-gate كما هو واضح فى الشكل.



شكل 4–20 الطريقة الثانية DTT

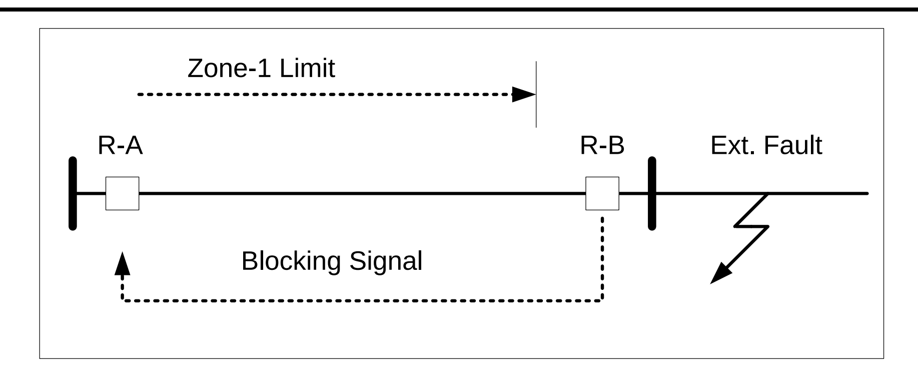
3-10-4 الطريقة الثالثة Directional Comparison Blocking

فى هذا الأسلوب فإن الـ Relay إذا اكتشف عطلا خارجيا External Fault فإنه يرسل إشارة منع Blocking للجهاز عند الطرف الآخر ، وبالتالى فإن Relay R-A فى الشكل 4–21 يمكنه إذا اكتشف عطلا من النوع Forward أن يفصل الـ CB بشرط ألا يكون قد وصلته إشارة منع من الـ Relay R-B عند الطرف الآخر.

حيث أن R-A ربما بسبب أخطاء القياس قد يرى العطل – بالخطأ السالب – وكأنه داخل حدود Zone-1 . لكن R-B الذى يمكنه أن يكتشف بسهولة أن العطل External سيرسل إشارة منع Blocking لـ R-A لمنعه من الاشتغال.

لاحظ أنه فى حالة العطل Internal لن يتأخر أى من الجهازين فى الفصل حيث لن تصل إشارة Blocking من أى منهما للأخر.

لاحظ أيضا أن هذا الأسلوب مثلا لا يتأثر بكون Transmission Line أصبح open circuit نتيجة العطل (بمعنى آخر لا يتأثر بتعطل وسيلة نقل المعلومة) ، لأنه كما ذكرنا ينتظر إشارة منع Blocking فإذا لم تصل فإنه يشتغل.



شكل 4- 21 الطريقة الثالثة DCB

4-10-4 الطريقة الرابعة Permissive Under-reach Transfer Trip

فى هذا الأسلوب تتسبب إشارة الفصل الواصلة من أحد الطرفين (R-B مثلا فى الشكل 4-22) فى فصل الجهاز الموجود فى الطرف الأخر (CB-A) بشرط أن يكون R-A قد رأى العطل فى Zone-1 أو المنطقة الموسعة والممتدة لها والتى تعرف بـ Extended Zone-1 ، وهى التى تسمى فى الشكل بـ ZA .

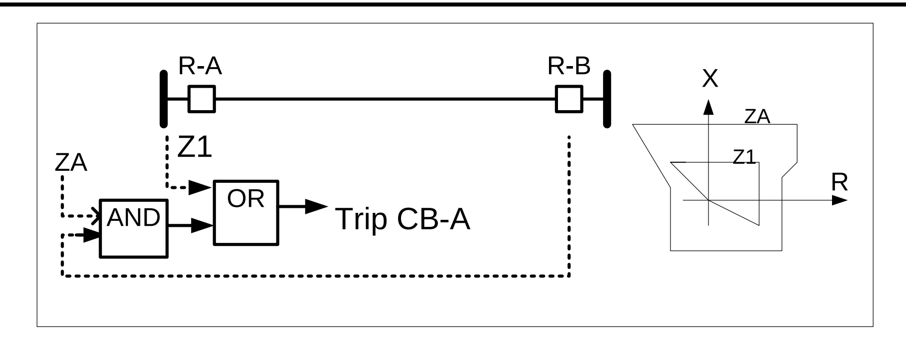
بمعنى آخر أنه لكى يمكن السماح لجهاز الحماية R-A للاستفادة من الإشارة الواصلة له من الطرف الآخر فإنه يجب أن يكون فى حالة **Under-reaching** ، ونقول أنه "**سيسمح**" باستخدام إشارة تسريع الـ Trip التى وصلته من R-B ومن هنا جاءت تسميته **Permissive**.

وأحيانا نستخدم Z2 بدلا من ZA ، بمعنى أخر أنه يشترط أن يكون R-A قد دخل بدرجة ما فى مرحلة Starting "**ليسمح له**" بالاستجابة للإشارة الواردة من R-B ، وبغير ذلك فإنه لن يستجيب للإشارة. وهو ما يعنى أننا أمام شرطين لابد أن يتحققا معا وهو ما يعبر عنه – فى لغة الإلكترونيات – بأنه AND-gate .

و يفهم من هذا الشكل أن CB-A يحدث له Trip فى حالتين :

1- إما فى حالة اكتشاف حدوث عطل فى Z1 بواسطة R-A .

2- أو فى حالة حدوث عطل فى المنطقة ZA وبشرط وصول إشارة فصل من الجهة الأخرى.



شكل 4− 22 الطريقة الرابعة PUTT

5-10-4 الطريقة الخامسة Permissive Over-reach Transfer Trip

هذا الأسلوب يشبه تماما الأسلوب السابق مع فارق جوهرى وهو أن إشارة الفصل تصدر من أى Relay على طرفى الخط بمجرد أن يرى Forward Fault سواء كان العطل فى Zone-1 or Zone-2 ، ثم إن هذه الإشارة الواصلة من أحد الطرفين على سبيل المثال (R-B مثلا فى الشكل 4−22) يمكن أن تتسبب فى فصل الجهاز الموجود فى الطرف الأخر (CB-A) بشرط أن يكون R-A قد رأى هو أيضا العطل فى أيا من Forward Zones ، بمعنى أنه يجب أن يكون فى حالة **Over-reaching** ، فإذا تحقق هذين الشرطين فإنه "**سيسمح**" باشتغال الـ Relay.

يلاحظ أن هذا النظام مفيد جدا فى الخطوط القصيرة التى يكثر أن يكون الخطأ فيها موجبا ، ففى بعض الحالات مثل حالة الأعطال خلال High Impedance فإن الـ Relays عند طرفى الخط كل منهما سيرى العطل Forward – لكنه للأسف ربما يراه كل منهما فى Zone-3 مثلا – ومع ذلك فسيتم فصل هذا العطل سريعا لأن كلا الجهازين سيتحقق لديه الشرطين السابقين (عطل أمامى + إشارة من الطرف الآخر) وبالتالى يفصلا كمرحلة أولى دون تأخير ، وهذه أحد أهم ميزات Pilot Schemes .

أبحاث منشورة

1. M. Gilany, K. El-Nagar, “A Technique for Improving and Assessment of the Performance of Transmission Lines Backup Protective Relays”, GCC CIGRE Regional Conference on Transmission Line Design and Operation, , pp. 143-149, Kuwait, 1-2 Dec. 2004.(Prize of the best paper in the Conference).

2. M. Gilany, Sayed Saad, “High Impedance Faults in Tapped Overhead Double Circuits", GCC Power 2005 Conference, Doha 28th – 30th November 2005.

3. M. Gilany , E. Aboul-Zahab, Bahaa Hassan, "A New Method For Enhancement of Distance Relay Performance Against Open-Conductor Conditions", 10th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2005, Port Said, Egypt, pp. 613-618, Dec. 13-15, 2005.

4. M. I. Gilany, O. P. Malik, and G. S. Hope, “A digital technique for parallel transmission lines using a single relay at each end,” IEEE Trans. Power Delivery, vol. 7, pp. 118–123, Jan. 1992.

5. M. Gilany, O.P.Malik, G.S.Hope, “A Laboratory Investigation of a Digital Protection of Parallel Transmission Lines “, IEEE Trans. On Power Delivery , Vol. 1, No.1, pp.193-198, Jan.1995.

6. M. Gilany, Bahaa Hassan, O.P. Malik “The Egyptian Electricity Authority Strategy for Distance Relay Setting “ , Journal of Electric Power System Research ,Vol.56, pp. 89-49, 2000.

7. M. Gilany, “A Logic-based Technique for Backup Protective Relays”, Journal of Electric Power Components & Systems, volume 33, No. 12, 2005.

8. M.I. Gilany, E.M. Tag Eldin, M.M. Abdel Aziz and D.K. Ibrahim, “Travelling Wave-Based Fault Location Scheme for Multi-end Aged Underground Cable system”, Accepted in the IEEE Transactions on Power Delivery, March 2006.

9. Sun Junping, Sheng Wanxing, Wang Sunan, “ Study on the new substation Automation network communication systems”, Proceedings of CSEE, 23(3), pp. 16-19, 2003.

10. S. Ward, T. Dahlin, and B. Ince, “Pilot protection communications requirements,” 14th International Conference on Power System Protection, Bled, Solvenia, pp. 13–33, Sept. 29–October 1, 275, 2004.

11. Tarlochan S. Sidhu, David Sebastian Baltazar, Ricardo Mota , and Mohindar S. Sachdev, “A New Approach for Calculating Zone-2 Setting of Distance Relays and Its Use in an Adaptive Protection System”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 19, NO. 1, Jan. 2004.

الفصل الخامس

وقاية محولات القوى الكهربية

الفصل الخامس 5
وقايـة محولات القوى الكهربية

كلما زادت أهمية العنصر فى منظومة القوى الكهربية ، كلما زاد الاهتمام بحمايته من تأثير الأعطال التى يمكن أن يتعرض لها ، ولذا فالمولد مثلاً هو أكثر عناصر المنظومة حماية ، فربما يصل عدد أجهزة الحماية الخاصة به إلى أكثر من 20 نوع من أنواع الحمايات ، ويلى المولدات فى الأهمية المحولات الكهربية ، خاصة أن المحولات أكثر انتشاراً فى الشبكة من المولدات ، ولذا يجب فهم خصائصها جيداً وفهم الطرق المتنوعة لحمايتها.

وتتفاوت أساليب الحماية المتبعة فى المحوات تبعا لمستوى القدرة فى كل محول ، فالمحولات الصغيرة ربما يكتفى فقط باستخدام الفيوز كحماية رئيسية لها ، بينما تعدد مستويات الحماية إلى أكثر من خمس أنواع فى المحولات الكبيرة منها الوقاية التفاضلية ، الـ OC ، والـ EF ، غيرها.

وعلى الرغم من اختفاء الفيوز فى تطبيقات الوقاية فى الجهد المنخفض بسبب العيب الرئيسى للفيوزات وهو الحاجة إلى استبدال الفيوز كلما حدث عطل مما يعنى ضياع الكثير من الوقت ، إلا أننا نلاحظ شيوع استخدام الفيوزات مع المحولات الصغيرة لعدة أسباب منها رخص ثمنه مقارنة بـ Molded Case CB, MCCB ، ومنها أيضا أن الاعتمادية بالنسبة للفيوز عالية جدا فى اكتشاف القصر ، ربما بدرجة أعلى من أجهزة الوقاية العادية ، وأخيرا فإننا حتى من استخدام الـ MCCB فإننا سنحتاج لبعض الوقت حتى يصل الفنيين الملتزمين بفحص المحول أولا قبل إعادة توصيله.

5-1 الأعطال فى المحولات

تتنوع أنواع الأعطال بالمحول ، فبعضها نادر مثل Phase to Phase ، و مثل الأعطال بين لفات الـ Phase الواحد والتى تسمى Interturn Fault ، وهذه النوعية من الأعطال تكون نادرة فى المحولات المستخدمة فى الجهود المنخفضة ، بينما يزداد وجودها فى حالة

المحولات التى تتصل بخطوط النقل ذات الجهد العالى بسبب تعرض لفات المحول خاصة النهائية للـ Impulse Voltages ذات القيم العالية جداً مقارنة بـ Rated Voltage للمحول.

وبعض الأعطال يمكن أن تحدث فى القلب الحديدى Core Faults ، وذلك نتيجة مرورالـ Eddy Currents العالية ، التى تسبب سخونة للقلب الحديدى ، خاصة عند مسامير الربط ، ولحسن الحظ فمثل هذه الأعطال – خاصة فى المحولات الزيتية – تسبب سخونة للزيت وتحلله ، وهذا ما يسهل اكتشاف هذا العطل من خلال Bochholz Relay كما سيأتى شرحه لاحقاً.

وهناك أعطال تحدث فى المحولات الزيتية خاصة بخزان الزيت Tank Fault حيث قد يتسرب الزيت من خلال شروخ ، أو كسور فى الجسم ، ويمثل تسرب الزيت علامة خطر كبيرة لهذه المحولات كما هو معروف.

وأخيرا نشير إلى أن أهم ما يؤثر على قيمة تيار العطل فى المحولات هو قوة المصدر ، وطريقة Earthing of the Neutral Point ، بالإضافة إلى مكان العطل داخل المحول.

والصورة 5–1 تبين بعض أشكال محولات الجهد العالى.





صورة 5–1 : محولات القوى (الأيمن معزول بـ SF6 الأيسر معزول بالزيت)

2-5 الوقاية التفاضلية

من أهم مشاكل الـ Overcurrent Relays التى درسناها فى الفصل الثالث هي عدم قدرتها على تمييز مكان العطل ، خاصة في الشبكات المغذاة من جهة واحدة (Radial

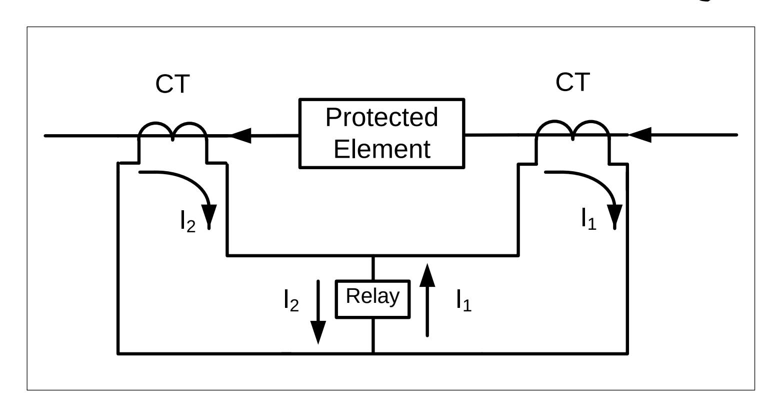
(Network. حيث سيظل جهاز Overcurrent عاجزاً عن تمييز مكان العطل وهل هو داخل العنصر المراد حمايته أم خارجه؟ ، لأنه بمجرد زيادة التيار عن قيمة الضبط فإن الـ OC Relayسيعمل بغض النظر عن مكان هذا العطل .

كل هذه المشاكل ، وغيرها كان الدافع للتفكير في أسلوب وقاية جديد ، وهو ما عرف بالوقاية التفاضلية Differential Protection والتي تتميز بالقدرة على التمييز بين الأعطال داخل منطقة الحماية وخارجها ، ولذا فهي تعرف أحياناً بوقاية الوحدة Unit Protection لأنها قادرة على حماية وحدة واحدة من الشبكة. فقد تكون هذه الوحدة هي المولد نفسه ، وقد تكون المحول ، وربما كانت أحد خطوط النقل ، وفى كل الأحوال فإن Differential Relay لن يعمل إلا إذا كان العطل داخل العنصر المراد حمايته فقط .

وفى هذا الفصل نقدم شرحاً وافياً لفكرة عمل هذا النوع من الوقاية وكيفية ضبطه ، وأهم المشاكل التي يواجهها ، و سبل التغلب على هذه المشاكل.

5-2-1 المبادئ الأساسية للـوقاية التفاضلية

الفكرة الأساسية لهذا النوع من الوقاية تتضح من الشكل 5-1 . وكما هو واضح فإن التيار الداخل إلى جهاز الوقاية هو الفرق بين التيار الداخل للعنصر المراد حمايته والتيار الخارج من نفس العنصر $(I_1 - I_2)$ ويسمى هذا التيار بـ Differential Current. ففي الظروف الطبيعية بدون أعطال لابد أن يكون $I_1 = I_2$ ، وبالتالي فالتيار الداخل لجهاز الوقاية يساوى صفر ، أما في حالة وجود عطل داخل العنصر المراد حمايته فإن تيار الدخول حتماً سيختلف عن تيار الخروج ويحدث فرقا يسبب تشغيل جهاز الوقاية.



شكل 5-1 مبادئ الوقاية التفاضلية

ومن هذا الشرح البسيط يمكن فهم معنى تسميته باللغة الإنجليزية Differential Protection لأن الجهاز كما هو واضح ينظر دائماً إلى "**الفرق**" بين تيار الدخول والخروج. لاحظ أيضا أن حدود المنطقة المحمية Protected zone تتحدد بمحولى التيار.

لاحظ أيضاً أن الجهاز لا يتأثر بالأعطال External Faults ، و من هنا جاءت تسميتهUnit Protection لأنه يحمى وحدة واحدة فقط التي تقع داخل حدود العنصر المراد حمايته ، فرغم أنه من الممكن مرور تيار عالى خلال العنصر المراد حمايته بسبب هذا العطل الخارجى ، إلا أن تيار الدخول للعنصر سيظل مساوياً لتيار الخروج ، وبالتالي فالتيار الداخل للـ Differential Relay سيساوى صفر ، وبالتالي فهو لا يتأثر بـ External Faults. ومن هنا جاءت تسميته بـ Unit Protection لأنه يحمى وحدة واحدة فقط .

2-2-5 المشاكل العملية التى تواجه الوقاية التفاضلية

تجدر الإشارة أن نظام الوقاية الذي شرح في الجزء السابق يعانى من عدة مشاكل عملية تستلزم إدخال بعض التعديلات.

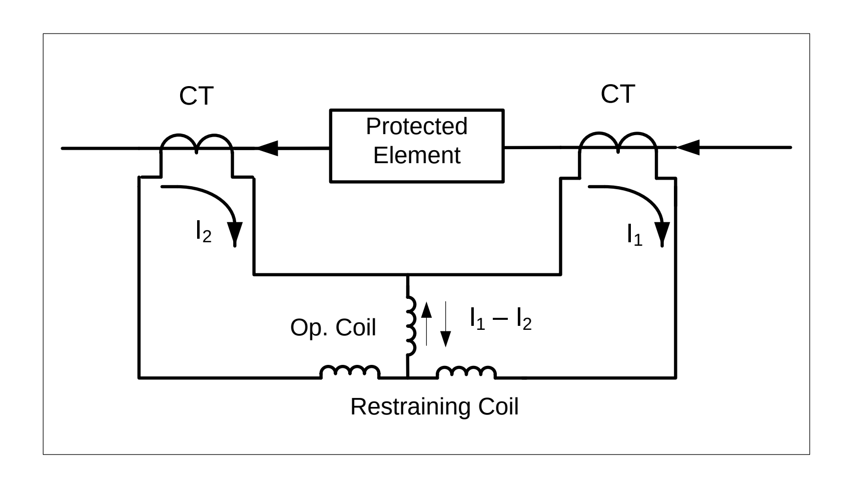
أول هذه المشاكل أن تيار الدخول يختلف فعلاً عن تيار الخروج ، حتى في الظروف الطبيعية ، ولا يساوى صفراً ، وذلك لعدة أسباب:

- ✓ منها عدم تماثل محولي التيار ، فحتى لو كانا من شركة واحدة فسيظل بينهما فروق تجعل التيار في الجانب الثانوي لكل منهما مختلف عن الآخر ، حتى لو كان التيار الابتدائي متساوياً تماماً ، وهذا يعزى أحياناً لعيوب التصنيع. والأمر أكثر صعوبة فى حالة تشبع أحد المحولين.
- ✓ ومن هذه الأسباب أيضاً وجود مكثفات شاردة في العنصر المراد حمايته Stray Capacitance قد تكون بسبب الكابلات أو العوازل في العنصر المراد حمايته ، وهذه المكثفات يتسرب من خلالها جزء من تيار الدخول إلى الأرض ، مما يترتب عليه اختلاف تيار الدخول عن تيار الخروج ، حتى لو فرض أن محولي التيار متماثلين تماماً.

- ✓ وهناك سبب ثالث وهو أنه عند حدوث عطل خارجي فهناك احتمال أن يحدث تشبع (Saturation) لأحد محولي التيار مما يترتب عليه انخفاض قيمة التيار الذي يقرأه هذا المحول بدرجة كبيرة ، رغم ارتفاع التيار في جانبه الابتدائي (راجع الفصل الثانى). وعلى هذا سيحدث لا محالة فرق كبير بين تيارى الدخول والخروج قد يترتب عليه حدوث فصل خاطئ.

3-2-5 Baised / Percentage Differential Relay

ولعلاج هذه المشاكل فقد أجريت على الفكرة المبسطة التى قدمت فى شكل رقم (5-1) عدة تعديلات لتصبح فى صورة معدلة كما فى الشكل 5-2.



شكل 5-2 الوقاية التفاضلية المعدلة

الآن ، جهاز الوقاية يمر فيه عدة تيارات مختلفة :

الأول وهو الـ Differential Current ويساوى $(I_1 - I_2)$ ، ويسمى أيضا تيار التشغيل Operating Current ويمر فى ملف التشغيل Operating Coil (الملف الرأسى فى الشكل 5-2) ، لكن الجديد الآن أن العزم الناتج عن هذا التيار سيجد عزما مقاوما Restraining Torque ناشئا من تيارين آخرين منفردين كلا منهما يساوى

$$\left(\frac{I_1+I_2}{2}\right)N$$

حيث N هى عدد لفات ملف المقاومة Restraining Coil (الملف الأفقى فى شكل 5-2) .

ويسمى هذا التيار بـ Mean through current و سينتج عزما مقاوما يتناسب مع قيمة هذا التيار.

فإذا تغلب عزم التشغيل على عزم المقاومة فسيقوم الجهاز بفصل الدائرة والعكس بالعكس. وعادة يكون عدد لفات ملف المقاومة أقل من عدد لفات ملف التشغيل.

لاحظ الآن أنه في حالة حدوث فرق بسيط (فرق طبيعي) بين تياري الدخول والخروج فلن يتسبب في أي مشكلة ، وكذلك لو نشأ هذا الفرق بسبب عدم تماثل محولي التيار. والسبب في ذلك يتضح من المثال العددي الآتي:

مثال -1

لو فرضنا أن I_{in} =5A وأن I_{out} = 4.5 A ، فإن عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوى :

$$I_{op} = (5 - 4.5) = 0.5A$$

كما أن عزم المقاومة سيتناسب مع تيار يساوى

$$I_{Res} = \frac{5+4.5}{2} = 4.7A$$

وبالتالى فرغم وجود فرق يصل إلى 0.5 أمبير بين تيارى الدخول والخروج إلا أن الجهاز ظل ثابتاً لا يعمل ، وهذا هو المطلوب منه فعلاً فى مثل هذه الحالات. أما إذا كان العطل فى داخل العنصر المراد حمايته فينشأ فرق كبير بين تيارى الدخول والخروج فمثلاً قد يصبح:

$$I_{out} = 1\ A \quad \& \quad I_{in} = 20\ A$$

فعندها يصبح عزم التشغيل يتناسب مع تيار يساوى

$$I_{op} = 20 - 1 = 19 \text{ A}$$

بينما عزم المقاومة يتناسب مع تيار يساوى

$$I_{Res} = \frac{20+1}{2} = 10.5A$$

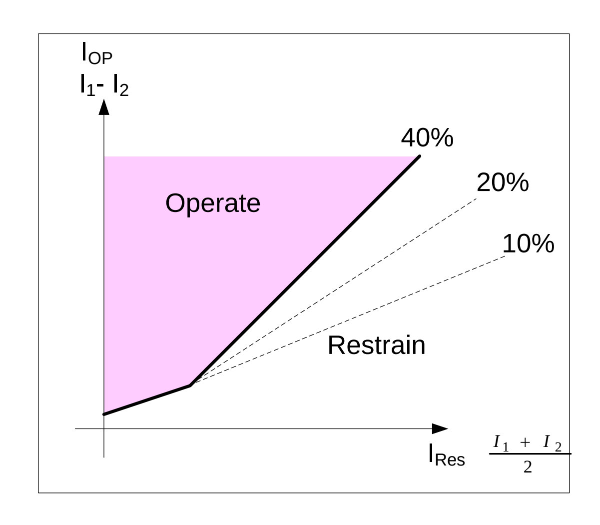
وبالتالى يحدث فصل للدائرة كما هو مطلوب فعلاً. ويسمى الجهاز بعد هذه التعديلات Percentage Differential Relay و يسمى أيضا Biased Differential Relay .

ملحوظة: فى حالة العطل الداخلى هناك احتمالان:

أن يكون هناك تغذية من الإتجاهين وعندها سيكون التيار المارفى Op. Coil هو مجموع التيارين لأن التيار ينعكس اتجاهه فى محول التيار الثانى. لكن الحالة الأصعب تكون فى عدم وجود تغذية من الجهة الأخرى ، ففى هذه الحالة سيتوزع تيار العطل بين الـSC ، وبين الحمل ، لكنه فى الغالب يكون هناك فرقا يكفى للتشغيل .

4-2-5 ضبط ميل منطقة التشغيل

العلاقة بين تيار التشغيل وتيار المقاومة في هذا النوع تظهر كما فى الشكل 5−3 ، حيث يلاحظ فى هذا النوع أن تيار التشغيل I_{op} لابد أن يتجاوز نسبة مئوية ثابتة من تيار المقاومة I_{Res}.



شكل 5−3 الميول المختلفة المحددة لمنطقة التشغيل

و ميل (Slope) هذه العلاقة يمثل بصورة غير مباشرة نسبة الأخطاء التى تسبب عدم التماثل بين تيارى الدخول والخروج ، و يعرف دائماً بالنسبة المئوية.

$$K = \frac{I_{op}}{I_{\mathrm{Res}}}$$

وهذا الـ Slope قد يكون 10% أو 20% أو 40% بمعنى أن تيار التشغيل يلزم له أن يكون مثلا 10% من تيار المقاومة حتى يبدأ الجهاز فى العمل. وفى بعض الأجهزة يكون الميل مكونا من جزئين كما فى الشكل 5−3.

واضح أنه كلما انخفض قيمة الميل كلما كان الجهاز أكثر حساسية للتشغيل. بمعنى آخر ، كلما انخفضت قيمة الميل كلما كانت نسبة الأخطاء المتوقعة صغيرة و هى التى تؤخذ عادة فى الاعتبار مثل عدم تماثل CT مثلاً .

لاحظ الارتفاع الصغير عن الصفر بالنسبة I_{op} عند بداية التشغيل ، وهو ضرورى كمساحة آمان من التشغيل الخاطئ ، كما أنها تؤمن التغلب على الاحتكاك فى الأجهزة التقليدية. وعادة يتم ضبط I_{op} للعمل على قيم صغيرة جداً تبدأ من ربع أمبير.

ملحوظة: نسبة 10% قد تساوى فى بعض الأجهزة حوالى 0.2A ويسمى هذا أقل تيار تشغيل. Minimum Pickup current . أما زمن التشغيل فى مثل هذه الأجهزة فيتراوح بين 25 إلى 150 مللى ثانية.

مثال -2

لو فرضنا أن Differential Relay له ميل يساوى 10% كما فى الشكل 5−4 . ثم فرضنا أن عطلاً داخل منطقة الحماية قد حدث خلال مقاومة عالية ، بحيث أن الفرق بين التيارين الداخل والخارج لم يكن كبيراً فقد كان التيار الداخل يساوى 320A ، بينما التيار الخارج يساوى 304A . فإذا فرضنا أن نسبة تحويل محولات التيار CTR كانت تساوى 5 : 400 ، فهل سيشعرهذا الجهاز بذلك العطل أم لا؟

الحل:

من قيمة تيارى الدخول والخروج ، I_1 , I_2 ، يمكن حساب قيمة تيارى التشغيل ، والمعاوقة I_{Op} ، I_{Res} ، كما يلى:

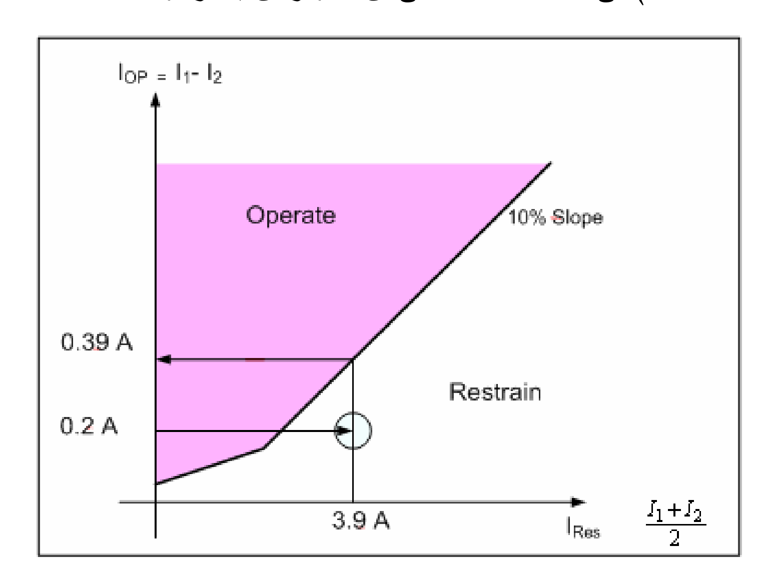
$$I_1 = \frac{320 \times 5}{400} = 4A$$

$$I_2 = \frac{304 \times 5}{400} = 3.8A$$

$$I_{op} = I_1 - I_2 = 0.2A$$

$$I_{reset} = \frac{I_1 + I_2}{2} = 3.9A$$

وبتوقيع هذه النقطة (0.2A & 3.9A) على الرسم ، نجد أنها تقع فى منطقة Restrain (أسفل الخط المائل) فى الشكل 5-4 بمعنى أن الجهاز لن يشعر بهذا العطل.



شكل 5-4 مخطط المثال -2

3-5 استخدام الوقاية التفاضلية مع الـمحـولات

عند استخدام Differential Relay لوقاية محول قوى ، فستظهر عدة مشاكل أخرى بالإضافة إلى جملة المشاكل السابقة التى ذكرناها:

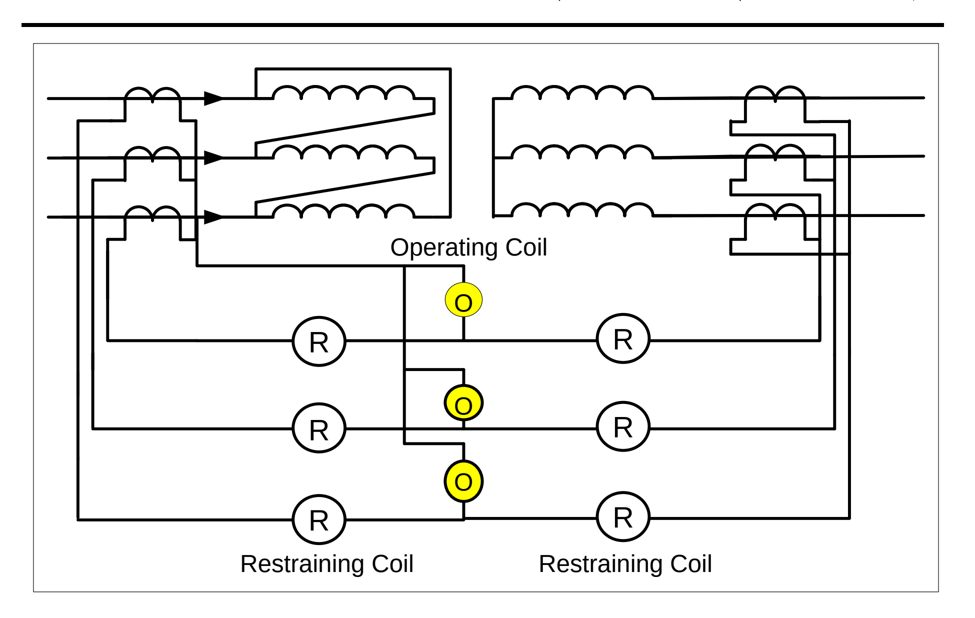
☒ منها وجود فروق طبيعية بين التيار الداخل والخارج إلى المحول نتيجة اختلاف عدد لفات الملف الابتدائى عن الثانوى و هذه المشكلة يمكن حلها باستخدام قيم مختلفة للـ CTR فى الإبتدائى عنه فى الثانوى .

☒ ومنها أيضاً أن بعض المحولات تكون مزودة بما يسمى مغير النسبة Tap Changer)، وغالباً ما يكون من النوع الذى يستخدم أثناء وجود المحول فى الخدمة On-Load Tap Changer, مما يترتب عليه تغير قيمة تيار الجانب المزود بـ TAP Changer دون حدوث تغير فى الجانب الآخر ، وهذا إذا لم يؤخذ فى الاعتبار فإنه يمكن أن يسبب فصل خاطئ ،و هذا يعالج باختيار Slope مناسب لتجنب أكبر خطأ متوقع.

☒ وهناك مشكلة ثالثة تتعلق بطريقة توصيل المحولات الثلاثية وهل هى مثلاً Y–Y أم Y - Δ (دلتا– ستار) ، (ستار–دلتا) أو غيره ، وكل طريقة من هذه الطرق تنشأ علاقة بين التيار الابتدائى والثانوى مختلفة فى القيمة والاتجاه عن الطرق الأخرى ، وهذا الـ Phase Shift يمكن تجاوز تأثيره بتوصيل محولات قياس التيار(CT) فى الجانب ستار على شكل دلتا ، والعكس بالعكس كما فى الشكل 5–5 ، وهذه قاعدة هامة وضرورية فى توصيل وقاية المحولات .

ومن المعروف أن التوصيل على شكل دلتا يمنع مرور التيارات الصفرية Zero Sequence Currents ، ولذلك فإن التوصيل بهذه الطريقة :محول القوى موصل على شكل دلتا – ستار ، ثم محولات التيار توصل ستار – دلتا ، يفيد أيضاً فى منع ظهور التيارات الصفرية Sequence Currents Zero فى كلا الجانبين ، لأن توصيلة الدلتا الموجودة الآن فى كل جانب ستقوم بهذه المهمة ، سواء كانت توصيلة الدلتا الخاصة بالمحول نفسه ، أو توصيلة الدلتا الخاصة بمحولات التيار .

ومن المعروف أيضا أن Zero Sequence Currents تدور داخل الدلتا ، ولا تنتقل الى الجانب الاخر ، وبالتالى فالتيار الواصل لجهاز الوقاية الان يخلو من هذه التيارات ، وهذا يعنى أن جهاز الوقاية لن يتأثر بالأعطال الخارجية الأرضية التى تتميز عادة بقيمة عالية من هذه التيار.



شكل 5-5 توصيل محولات التيار على جانبى محول دلتا- ستار

تجدر الإشارة إلى أن هناك ملف ثالث فى أغلب المحولات يسمى الـ Tertiary Winding ، وهو يعتبر ملف ثالث فى المحول بالإضافة إلى الملفات الإبتدائية و الثانوية و يوصل دائما على هيئة دلتا ، و يستخدم لمرور مركبة التيار الصفرية Zero Sequence Current في حالة عدم إتزان الأحمال على المحول.

و تختلف قيمة القدرة فى هذا الملف عن الملفين الرئيسين ، و في كثير من الأحيان تكون قدرته ثلث قدرة الملفات الأخرى, و في أحيان كثيرة لا يتم إستخدام هذا الملف لإنتاج القدرة ولكن لمرور مركبة التيار الصفرية فقط.

مثال-3

بفرض وجود محول بقدرة 20 ميجا فولت أمبير وجهده 69/110 kV ، مركب فى كل Phase على حدة بمعنى أنه يمثل محول من النوع (Single phase) ، والمحول مركب عليه Tap changer under load يمكنه أن يغير نسبة التحويل على خطوات أثناء التحميل بنسبة أقصاها -5% إلى +5%. ويراد حمايته بواسطة جهاز Differential Relay.

و المطلوب أن نعرف:

1. كيفية اختيار قيمة CTR المناسبة على جانبى المحول.

2. كيفية اختيار الميل المناسب Percentage Slope لجهاز الوقاية (النسب المتاحة هى 10% ، 20% ، 40%).
3. تحديد ما هو أقل تيار فى الابتدائى يمكنه أن يسبب تشغيل جهاز الوقاية.

ملحوظة: يزود جهاز الوقاية التفاضلى بمجموعة من Input Taps ليمكنه علاج مشكلة عدم التماثل بين جانبى المحول ، وهى قيم متنوعة فى قيم الدخول لكن الخروج دائما 5A فى الجانب الآخر. والقيم المستخدمة هنا هى 5:3 و 5: 4 و 5:4.5 و 5: 4.8 و 5: 4.9 و 5: 5 و 5:5.1 و 5:5.2 و 5:5.5 .

الحل

1- إختيار الــ CTR المناسبة فى المحولات

أ. نحسب أولاً التياران الابتدائى والثانوى فى الوضع الطبيعى

$$I_p = \frac{20\,MVA}{69\,KV} = 289.8A$$

$$I_S = \frac{20MVA}{110\,KV} = 181.8\,A$$

ب. وهنا تظهر المشكلة الأولى التى أشرنا إليها سابقاً فى الجزء 5-3 وهى اختلاف تيار الابتدائى عن الثانوى حتى فى الظروف الطبيعية، ولذا نختار قيمة مختلفة للـ CTR فى كل جانب بحيث تنتج تيارا فى الثانوى أقرب إلى 5A ، وفى هذه الحالة فأقرب النسب القياسية للتيارات الطبيعية فى هذا المثال هى:

$$CTR_P = \frac{300}{5}$$

$$CTR_S = \frac{200}{2}$$

وباستخدام هذه النسب سيكون:

$$I'_P = 289.8 * \frac{5}{300} = 4.83\,A$$

$$I'_S = 181.8 * \frac{5}{200} = 4.54\,A$$

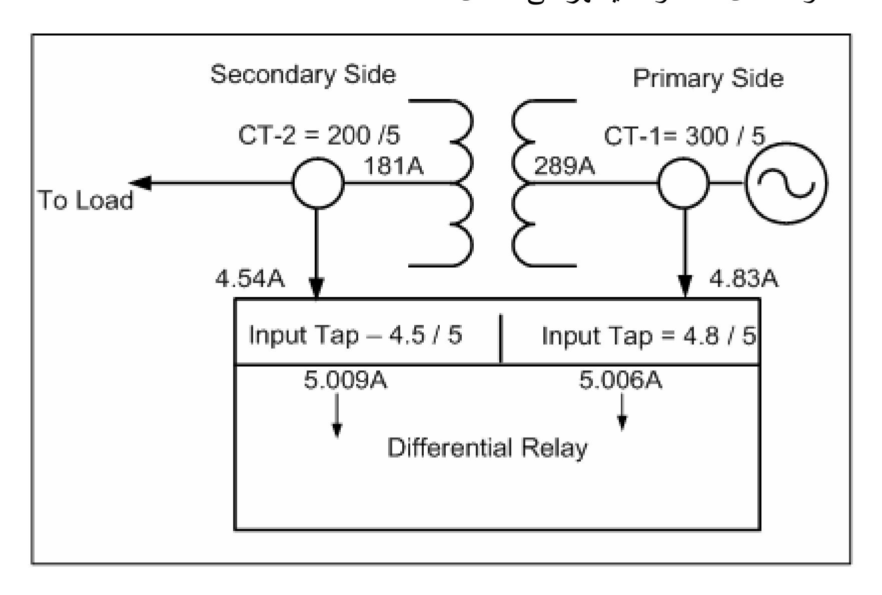
ج. وهنا تظهر مشكلة جديدة ، وهى أن قيم التيار فى الجانبين لا تزال متباعدة رغم استخدام CTRs مختلفة ، وبالتالى تظهر أهمية وجود Input Taps ذات القيم المختلفة بجهاز الوقاية لتعديل قيم تيارى الجانبين ، بمعنى نستخدم مع الابتدائى TAP = 4.8/5 فيصبح التيار الداخل لجهاز الوقاية يساوى:

$$I'_P(\text{modified}) = \frac{4.83}{4.8} \times 5 = 5.006A$$

ونستخدم فى الجانب الآخر من جهاز الوقاية TAP = 4.5/5 فيصبح

$$I'_S(\text{modified}) = \frac{4.54}{4.5} \times 5 = 5.009A$$

وبالتالى فنسبة الخطأ الآن نتيجة اختلاف نسبة التحويل فى المحول تصل إلى 0.003A فقط . و تسلسل الخطوات يظهر فى الشكل 5−6 .



شكل 5−6 خطوات اختيار CTR

2- اختيار الميل المناسب

كما سبق ، فإن Biased Differential Relays تتميز بوجود أكثر من Slope حتى تأخذ فى الاعتبار حجم الفروق الطبيعية المتوقعة بين تيارى الابتدائى والثانوى .

على سبيل المثال فإنه وحتى نأخذ Tap changer فى الاعتبار فإننا نفترض أنه حدث تغير فى Tap Changer للمحول وصل إلى القيمة القصوى وهى 5% ، وهذا يعنى أن تيار أحد الجانبين فقط قد تغير بنسبة 5% ، وبالتالى تصل نسبة الخطأ الكلى بين تيارى جهاز الوقاية حسب هذا المثال إلى 5.3% ، حيث وصلنا إلى أن الفرق بين التيارين وبعد استخدام Input Taps قد وصل إلى 0.3%). فإذا أخذنا فى الاعتبار أن هناك عيوبا فى تصنيع CT تسبب نوعاً من عدم التماثل بينهما قد يصل إلى 10% فيصبح الخطأ الكلى الآن 15.3%. وإذا أضفنا مساحة آمان فى حدود 5% أخرى يصبح نسبة الخطأ بين التيارين الداخلين لجهاز الوقاية فى حدود 20% وعلى هذا فأنسب ميل هو 20%. (راجع الشكل 5-3).

3- اختيار قيمة الـ Pickup

أما أقل تيار للتشغيل Pickup فغالباً ما يتم اختيار أقل تيار تشغيل متاح فى الجهاز وهى ربع أمبير (وهو الفرق بين تيارى الدخول والخروج فى أغلب الأجهزة المتاحة)، وهذا معناه أن أقل تيار فى الجانب الابتدائى – بفرض ان تيار الثانوى يساوى صفر – يمكنه أن يسبب تشغيلا للجهاز يساوى ربع أمبير ، وهى قيمة تعادل فى الجانب الابتدائى القيمة التالية:

$$\frac{1}{4} \times \frac{4.8}{5} \times \frac{300}{5} = 14.4A$$

ويفهم من هذه القيمة (التى هى أقل من التيار الطبيعى) ، أن العطل قد حدث أثناء عدم تحميل المحول ، وإلا فلو حدث أثناء التحميل لكان تيار العطل أكبر من ذلك بكثير. ومعنى هذه القيمة أيضاً أن أى عطل يمكن أن ينشأ تيارا فى الجانب الابتدائى أقل من 14.4A فلن يحس به الجهاز. وبالمثل فإن أى عطل ينشأ فرقا بين تيار الابتدائى وتيار الثانوى أقل من 14.4A فلن يشعر به الجهاز.

4-5 ضبط المحـولات الثلاثية

أما فى حالة توصيل المحول الثلاثى الأوجه بطريقة دلتا – ستار فإن الشيئ الوحيد الذى سيختلف عن المثال السابق هى أننا نحتاج إلى استخدام CT فى جانب ستار موصلة على شكل دلتا .وCT فى جانب دلتا على شكل ستار. مع ملاحظة أيضا أن Line Current فى الجانب دلتا يزيد دائماً بمقدار $\sqrt{3}$ عن نظيره فى الجانب ستار ، وهذا أيضاً يجب أن يؤخذ فى الاعتبار عند اختيار نسب تحويل التيار على جانبى المحول كما فى المثال التالى.

مثال -4

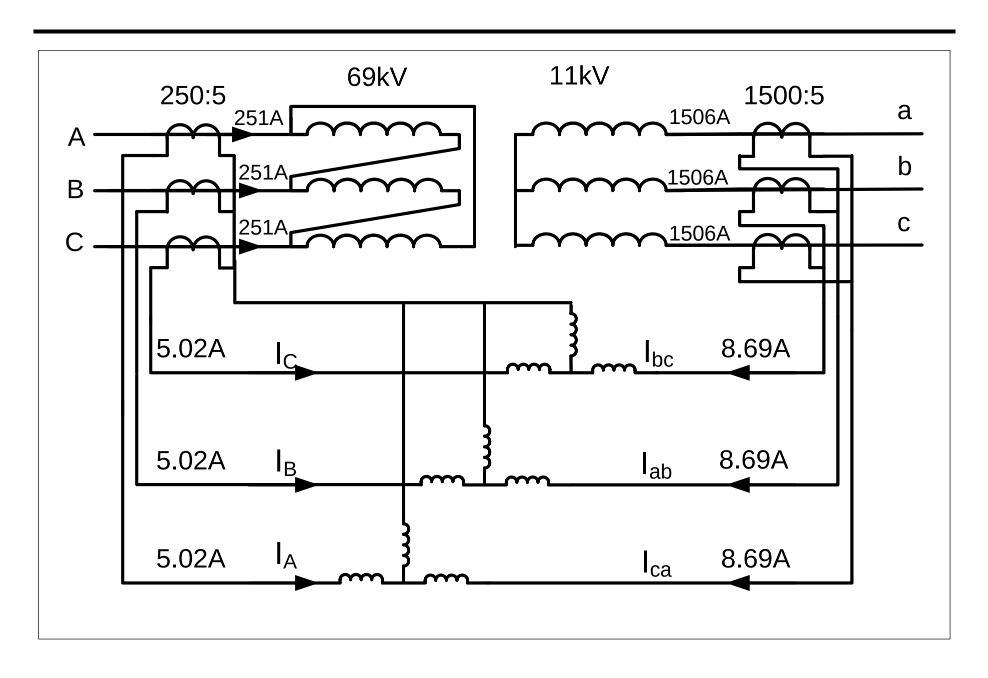
لو فرضنا أن لدينا محول 30 ميجا فولت أمبير بجهد 11.5/69 kV موصل بطريقة الـ d-Y كما فى الشكل 5–7 ، والمطلوب حساب نسبة التحويل المناسبة للـ CT فى كلا الجانبين وطريقة توصيلهم ، علما بأن القيمة المتاحة لمحولات التيار هى (5 : 50 up to 2500 : 5).

كما يراد ضبط جهاز الوقاية التفاضلى لحماية هذا المحول علماً بأن Input Taps المتاحة فيه هى:

(5 : 5 – 5:5.5 – 5: 6 – 5: 6.6 – 5: 7.3 – 5: 8 – 5: 9 – 5: 10).

الحل

فى الشكل 5–7 تظهر طريقة توصيل CT فى كلا الجانبين



شكل 5–7 توصيل محولات التيار فى المحولات الثلاثية دلتا – ستار

1– الخطوة الأولى دائماً هى حساب التيارات الطبيعية

$$I_L(69kV)=\frac{30\,MVA}{\sqrt{3}*69\,kV}=251A$$

$$I_L(11.5kV)=\frac{30\,MVA}{\sqrt{3}*11.5\,kV}=1506.13A$$

2– الخطوة الثانية هى اختيار CTR ، ففى جانب 11kV يكون CTR المناسبة هى 1500 5 :. (أقرب قيمة قياسية إلى 1506).

ولحساب CTR المناسبة فى الجانب الآخر (جانب 69kV) يراعى أن نختار قيمة تنتج تيارا فى الجانب الثانوى من CT مماثلة لتيار الثانوى الموجود فى CT فى الجانب الأخر (جانب 11kV) ، مع الأخذ فى الاعتبار أن جانب 11kV توصل الـ CT فيه على شكل دلتا ،

ومعلوم أن التيار الخارج من الدلتا تزيد قيمته عن تيار الملفات بمقدار $\sqrt{3}$ (لأنه line current).

وهناك طريقتان لاختيار CTR.

الطريقة الاولى :

تكون معادلة التساوى بين تيارى الثانوى لمحولات التيار على جانبى المحول كالآتى:

$$\left(1506.13 * \frac{5}{1500}\right)^{phase} * \sqrt{3} = 251 * \frac{5}{X}$$

ومنها نجد أن X = 144 ، أى أن النسبة المناسبة هى 5 : 150 .(أقرب قيمة قياسية إلى 144).

لاحظ أن اختيار هذه القيمة سيسبب مرور تيار عالى دائماً (أعلى من 5A) حتى فى الظروف الطبيعية لان التيار الطبيعى يساوى 250 أمبير . ولحل هذه المشكلة يفضل استخدام الطريقة الثانية .

الطريقة الثانية :

نظرا لاننا دائماً نفضل مرور تيار مقداره يقترب فى التحميل الطبيعى من 5A فأننا نختار نسبة 5 : 250 بدلاً من 5 : 150 ثم نعالج الفرق بين التيارين الداخلين إلى جهاز الوقاية (الذين سيصبحا بعد اختبار نسبة 5 : 250 متباعدبن فى القيمة تماما) باختيار Current Taps مناسبة لتعويض هذا الفرق. وعلى هذا يصبح التيار الموجود فى جهة الـ 69 kV يساوى

$$251 * \frac{5}{250} = 5.02A$$

فى حين أن التيارالموجود فى جهة 11kv =

$$1506 * \frac{5}{1500} * \sqrt{3} = 8.69A$$

ولذا نختار Input Tap فى جانب 11kV تساوى 9: 5A ، ليصبح التيارين الداخلين الى جهاز الوقاية الآن تقريبا متساويين. لاحظ مرة أخرى أهمية وجود Input Taps فى جهاز الوقاية لعلاج مثل هذه المشكلة .

5-5 تيارات الاندفاع فى المحولات

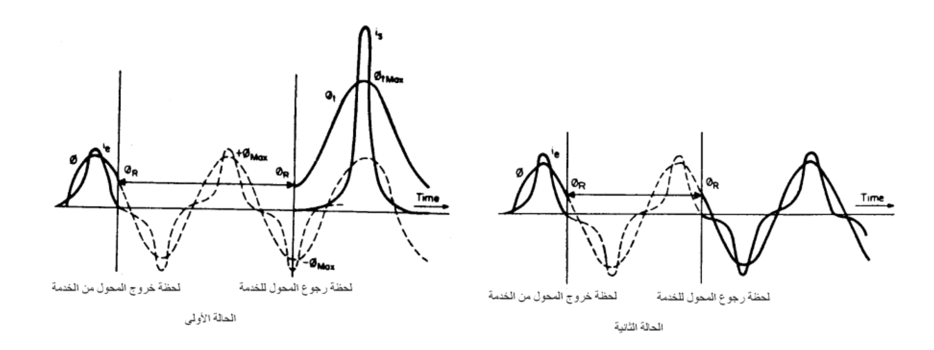
من المهم ونحن نتحدث عن مشاكل الوقاية في المحولات أن نعرض لمشكلة هامة موجودة فى كل المحولات ، وهى مشكلة تيار الاندفاع Inrush Current ، وهى أحد أهم المشاكل التى يمكن أن تسبب فصل خاطئ.

1-5-5 أسباب هذا التيار

ولشرح أسباب هذا التيار بدون تفصيلات كثيرة يمكن الرجوع إلى الشكل 5−8 ومنه يمكن تلخيص أسباب المشكلة فيما يلى:

1− عند فصل أى Power Transformer فإنه يتبقى داخل القلب الحديدى جزء من الفيض ، يسمى الفيض المتبقى Residual Flux, ϕ_R .

2− عند رجوع المحول للخدمة ، وحيث أنه يستحيل التحكم فى لحظة رجوعه لتكون هى نفسها اللحظة التى خرج عندها ، وبالتالى فالفيض المفترض أن يبدأ بالظهور مع رجوع التيار يحتاج فى بعض الأحيان أن يكون عالياً لتعويض القيمة الناشئة عن الفيض المتبقى ، وهذا يستلزم سحب تيار عالى هو Inrush Current لتوليد هذا الفيض التعويضى ، كما فى الحالة الأولى فى الشكل 5−8 . فالمحول فى هذه الحالة رجع فى لحظة تكافئ فيضا مقداره $-\phi_{max}$ بينما الفيض المتبقى يكافئ قيمة موجبة قدرها ϕ_R ، ولتعويض هذا الاختلاف يتم سحب inrush Current بقيمة عالية.



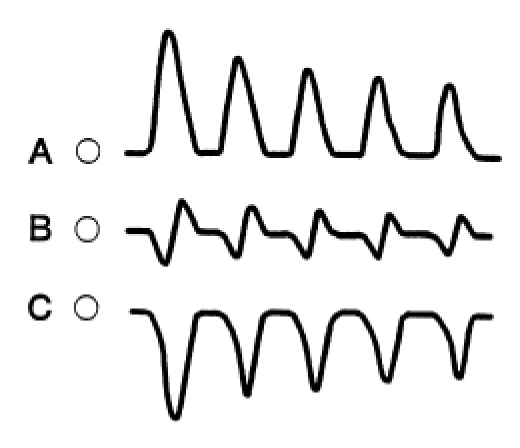
شكل 5–8 تأثير الفيض المتبقى ولحظة دخول الخدمة على قيمة تيار الاندفاع

وكما يبدو من الشرح فإن تيار الاندفاع ليس له قيمة محددة ، فقد يكون عاليا جدا كما فى الحالة الأولى من الشكل 5–8 ، غير أنه فى بعض الأحيان يكون قريب جداً من التيار العادى ، إذا تحقق شرطان :

1– ألا يكون هناك فيض متبقى داخل المحول .

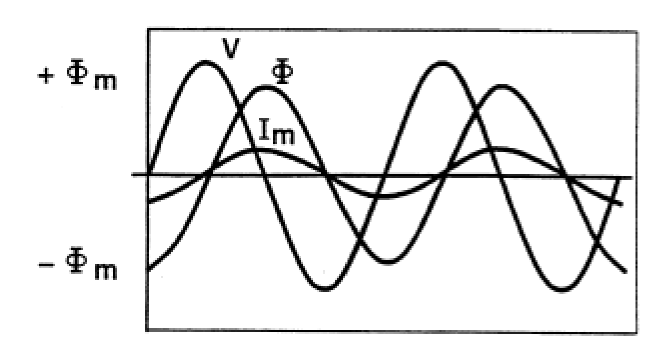
2– إذا تصادفت لحظة الدخول مع لحظة التيار العظمى I_{max} والتى يكون فيها الفيض أقل ما يمكن ، حيث من المعلوم أن الفيض دائماً متأخر بزاوية 90° عن التيار ($i \alpha \frac{d\phi}{dt}$).

وبين هاتين الحالتين توجد العديد من الحالات التى تجعل ، كما قلنا ، قيمة تيار الاندفاع غير محددة لا شكلاً ولا قيمة ، لأنه يعتمد أساساً – كما ذكرنا – على قيمة متغيرين عشوائيين : الأول هو قيمة الفيض المتبقى ، والثانى هو لحظة دخول المحول فى الخدمة ، ولذا يختلف قيمة هذا التيار حتى بين الأوجه الثلاثة كما فى الشكل 5–9 .



شكل 5–9 تيار الاندفاع فى الأوجه الثلاثة

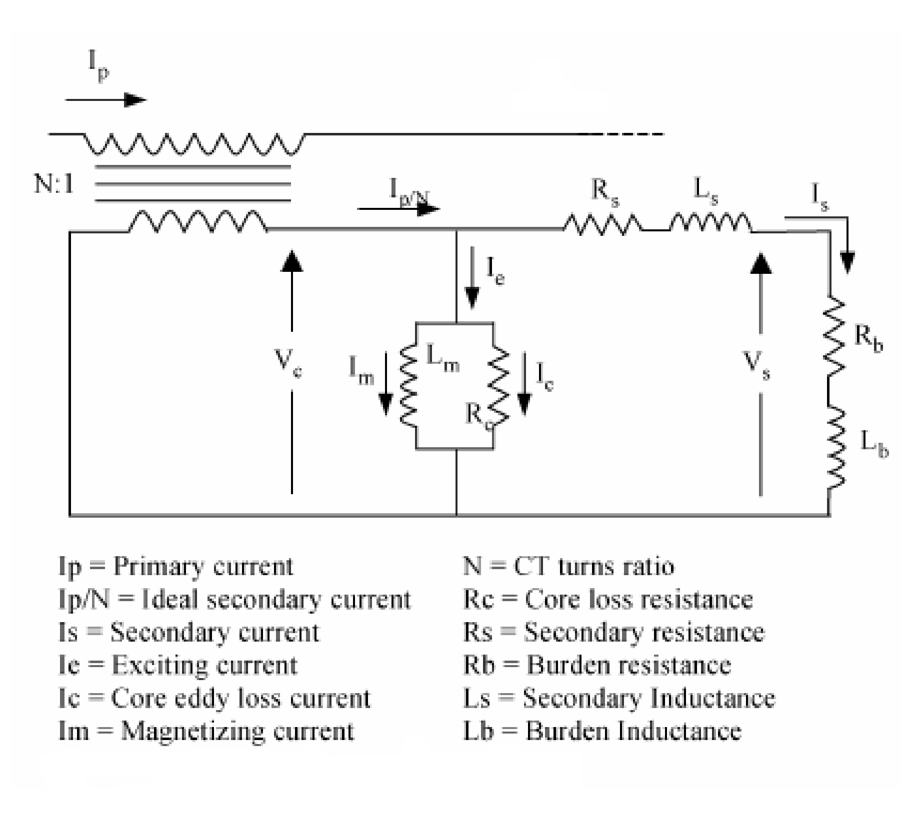
لاحظ أنه لو أمكن التحكم فى لحظة الغلق لتكون عند القيمة العظمى للجهد ، وفى نفس الوقت إذا لم يكن هناك فيض متبقى فى القلب الحديدى فإن تيارات الاندفاع ستختفى وتصبح قيمتها هى نفس قيمة الـ Magnitization Currents فى فترة الـ Steady State كما فى الشكل 5–10 .



شكل 5–10 شكل تيار الاندفاع فى غياب الفيض المتبقى ومع لحظة غلق عند قيمة عظمى للجهد

2-5-5 خطورة هذا التيار

هذا التيار إذن يظهر فقط عند بداية التشغيل ، وقد تصل قيمته إلى خمس أو ستة أمثال التيار الطبيعى ، بل قد تصل إلى عشرين مثل التيار الطبيعى حسب سعة المحول ، لكن هذا ليس أساس المشكلة خاصة أن تيار الاندفاع لا يستغرق سوى ثانية أو أكثر قليلا ، كما أن قيمته تتناقص سريعا خلال هذه المدة الوجيزة ، ولكن المشكلة الكبرى أن هذا التيار لا يمر إلا فى الجانب الابتدائى للمحول فقط ، وهو الجانب الموصل على المصدر ، ولا يمر فى الجانب الثانوى ، لأنه يمر خلال ما يسمى بالدائرة المغناطيسية بالمحولات Magnetizing Circuit، وهى تظهر فى الشكل 5-11.



شكل 5-11 الدائرة المكافئة للمحول

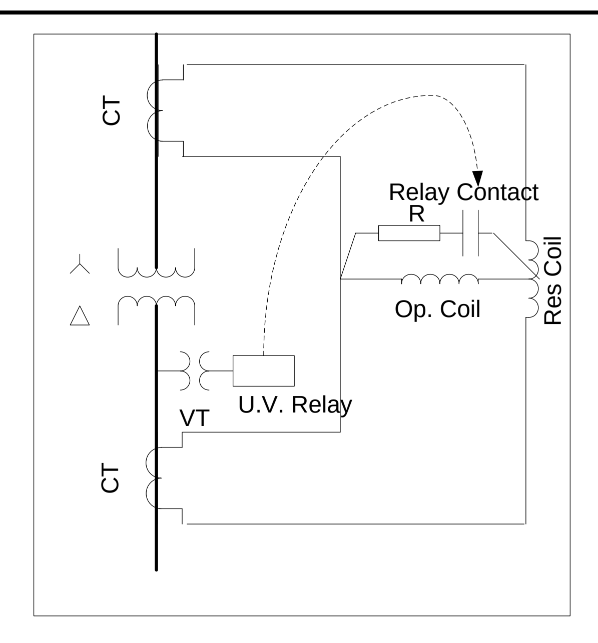
وبالتالى فإن أى جهاز وقاية تفاضلى سيرى أن هناك تيار داخل إلى المحول I_P يختلف بقيمة كبيرة عن التيار الخارج I_S ، وهذا سيسبب فصل خاطئ للمحول بواسطة Differential

Relay ، وهو فصل خاطئ لأنه لم يفصل بسبب وجود عطل ما ، وإنما بسبب هذه الظاهرة الطبيعية الموجودة فى كل المحولات ، والتى ستختفى عادة بعد فترة وجيزة. ومن هنا لابد من التفكير فى طريقة لمنع تشغيل جهاز الوقاية خلال هذه الفترة العابرة.

3-5-5 طرق تجنب الفصل الخاطئ بسبب تيار الاندفاع

هناك عدة طرق لمنع اشتغال أجهزة الوقاية خلال فترة تيار الاندفاع :

- ❖ منها ما هو بسيط حيث يقوم أحياناً بعض مهندسى التشغيل بتعطيل الوقاية لمدة ثوانى ، حتى يدخل المحول فى الخدمة وينتهى تيار الاندفاع ، ثم يعيدوها مرة أخرى. وهذا الحل على بساطته فيه خطورة كبيرة لأنه قد يتصادف حدوث عطل حقيقى أثناء بدء دخول المحول للخدمة ويتسبب هذا فى تدمير المحول لأن الوقاية معطلة ولذا نستبعد هذا الحل تماماً.
- ❖ وأحياناً يتم ذلك بطريقة أقل خطورة وذلك بتقليل حساسية جهاز الوقاية لفترة زمنية عقب دخول المحول الخدمة ويتم ذلك بتوصيل مقاومة على التوازى مع ملف التشغيل (Op. coil) الذى يمر به Operating current كما فى الشكل 5−12 حيث تقوم هذه المقاومة بسحب جزء من تيار التشغيل ، وبالتالى يقل التيار المار فى ملف التشغيل ولا يعمل الجهاز. وهذه المقاومة موصلة كما فى الشكل على التوالى مع نقط تلامس يتم التحكم فى فتحها وغلقها بواسطة Under voltage relay.



شكل 5−12 تقليل حساسية Differential Relay أثناء تيارات الاندفاع

والفكرة الأساسية لهذا النظام تعتمد على أنه فى حالة وجود Inrush فإن جهد المحول لن ينخفض ، بينما سيرتفع التيار ، أما فى حالة وجود عطل فسينخفض جهد المحول مع ارتفاع التيار ، وبالتالى عند فصل المحول من الخدمة فإن Under Voltage Relay سوف يحس بانخفاض الجهد وتصبح نقطتى التلامس Short ويتم فتح نقطتى التلامس بعد فترة زمنية من رجوع المحول للخدمة ووصوله لقيمة الجهد الطبيعى ، ومن ثم فقد نجحنا فى تقليل حساسية الجهاز خلال الفترة الزمنية التى تعقب رجوع المحول للخدمة مباشرة . لاحظ أنه خلال ظروف التشغيل الطبيعية يكون الجهد طبيعى ونقط التلامس مفتوحة و بالتالى لا تدخل المقاومة فى الوضع الطبيعى فى الخدمة.

❖ ومن الطرق المشهورة لحل هذه المشاكل طريقة استخدام التوافقية الثانية 2nd Harmonic فى منع اشتغال جهاز الوقاية. وسبب اختيار 2nd Harmonic هو أنه من تحليل إشارات تيارات الاندفاع وجد أنها غنية إلى حد كبير بهذه الدرجة من التوافقيات ، حيث يمكن أن تصل نسبتها من % 50: 40 من قيمة التيار ، بينما قيمة هذه التوافقية فى حالة الأعطال الحقيقية لا تتعدى 7% .

وعلى هذا فقد تم عمل مرشح (Filter) لاستخلاص قيمة Harmonic 2^{nd} من تيار الاندفاع ، ثم بعد ذلك – وبناء على قيمة هذه التوافقية – يمكن إرسال إشارة منع اشتغال لجهاز الوقاية Blocking Signal إذا تعدت قيمة Harmonic 2^{nd} مثلاً من 10% : 20% ، لأن ذلك يعنى بالضرورة أن هذا التيار المرتفع هو تيار اندفاع ، و ليس نتيجة عطل ، ولذا يجب عمل Blocking للـ CB .

أما إذا كانت القيمة صغيرة فعندها لن يتم إرسال إشارة المنع هذه ، ويترك لجهاز الوقاية الحرية فى العمل. ومثل هذا الأسلوب يتم استخدامه فى أجهزة الوقاية التقليدية ، وحتى فى أجهزة الوقاية الرقمية الحديثة ، والتى تتميز فقط فى هذه النقطة بسهولة تنفيذ هذه الأفكار دون تعقيدات .

- و هناك طريقة أخرى منشورة للمؤلف ضمن الأبحاث فى نهاية الفصل و ينصح بالتعرف عليها .

4-5-5 تيار الاندفاع فى المحولات الموصلة على التوازى Sympasatic Inrush

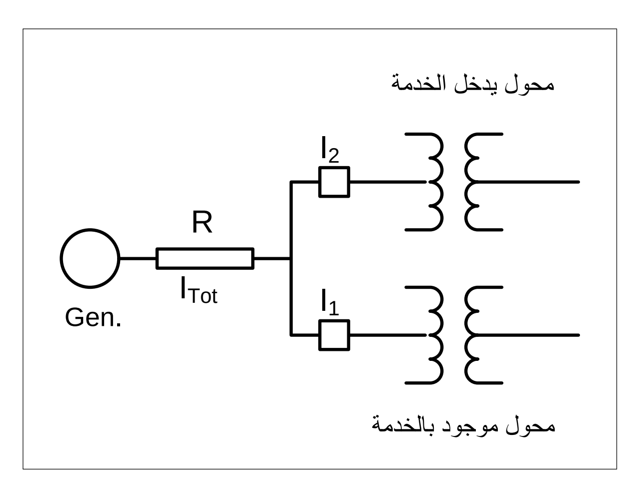
من المعروف أنه لا يمكن توصيل محولين على التوازى ما لم يكونا متماثلين ، و توصيل محولين على التوازى أمر شائع فى الشبكات ، لكن هناك مشكلة تتعلق بـ Inrush Currents تظهر عند توصيل محولين على التوازى.

لنفترض الآن أن أحد المحولين فى الخدمة ، والآخر نريد إدخاله كما فى الشكل 5−13 ، فعند دخول الثانى للخدمة فإنه سيسحب Inrush Current وهذا غير مستبعد. أما الغريب فى الأمر ، فهو أن المحول الأول الذى كان أصلاً فى الخدمة سوف يمر به هو الآخر Inrush Current. مع ملاحظة أن تيار الاندفاع فى المحول الموجود فى الخدمة تكون قيمته أقل من ذلك الداخل حديثاً ، لكن المشكلة أن كلا التيارين يظلان موجودان لمدة أطول من تلك التى يقضيها تيار الاندفاع فى المحولات الموصلة منفردة ، وسنفسر هنا هذه الظواهر تباعا.

ويمكن فهم تفسير هذا التيار بصورة مبسطة حيث أن تيار الـ Inrush للمحول الداخل للخدمة يجد أمامه مسارين متوازيين بعد مروره على المقاومة فيتوزع بالنسبة العكسية للمقاومات ، وبالتالى يظهر مع المحول الموجود أساسا بالخدمة . والشكل 5−14 يظهر شكل

التيارين I_1 و I_2 وكذلك شكل التيار الكلى خلال المقاومة R التى ظهرت سابقا فى الشكل 5−13 .

ويسمى تيار الاندفاع فى هذه الحالة Sympasatic Inrush ، لأنه تيار عارض . وهذا التيار لن يسبب أى خطا فى تشغيل Differential Relay للمحولات الا اذا كان هناك Relay واحد للمحولين معا ، و من ثم فأحسن الطرق لاكتشاف وتجنب هذه النوعية من تيار الاندفاع فى المحولات الموصلة على التوازى هى استخدام نظم وقاية منفصلة لكل محول على حده. أما فى حالة استخدام نظام وقاية واحد للمحولين معا فالأمر سيستلزم دوائر أكثر تعقيداً لاكتشاف وتجنب المشكلة.



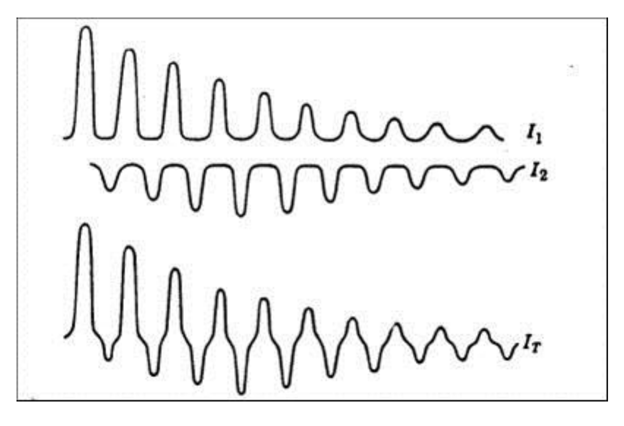
شكل 5−13 المحولات الموصلة على التوازى

ويتميز تيار الاندفاع فى حالة المحولات المركبة على التوازى باستمراره لمدة أطول من المدة التى يبقاها فى حالة وجود محول واحد فقط ، وطول المدة فى حالة المحولات على التوازى سببها أن الـ Time Constant لهما أطول من ذلك الخاص بمحول واحد. فمن المعروف أنه عند غلق دائرة مكونة من Inductance, L موصلة على التوالى مع مقاومة R عند لحظة يكون فيها الجهد يساوى صفر فإن التيار المسحوب فى هذه الدائرة يعبر عنه بالمعادلة :

$$i = \frac{E_m}{\omega L} e^{\left(-\frac{R}{L}\right)t} + \frac{E_m}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \sin(\omega t + \theta + \phi)$$

ويعرف الجزء الأول من هذه المعادلة بـ DC Component وهو يختفى بعد مدة وجيزة تتوقف على قيمة (L/R) التى تسمى بـ Time Constsnt .

وكما هو واضح من المعادلة فإن قيمة الـ Exponential Component تصل إلى الصفر عندما تكون " t " كبيرة. لاحظ أنه كلما كانت L صغيرة كلما كبرت المدة الزمنية التى يبقى فيها هذا التيار بقيمة كبيرة. وهذا ما حدث عند وضع المحولين على التوازى فإن L المكافئة لهما تكون اصغر من L الخاصة بكل واحد على حدة.



شكل 5−14 شكل تيارات الاندفاع فى محولين على التوازى

6-5 أنواع الـ Vector Group فى المحولات

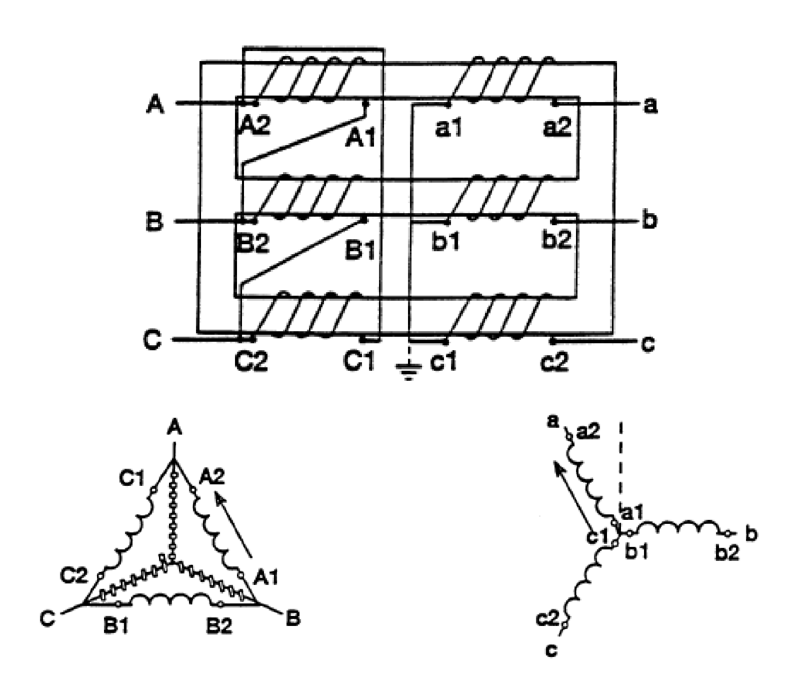
من المعروف أنه فى المحولات الـ 3-Phase فإن كل وجهين متماثلين ، على سبيل المثال Phase-A للجانب الابتدائى و Phase-a للجانب الثانوى يتم عند التصنيع وضعهما فوق بعضهما على عمود واحد كما فى الشكل 5−15 .

لاحظ فى الشكل السابق عدم وجود Phase shift بين تيارى الجانبين ويتأكد ذلك من طريقة رسم ملفات الـ Y التى رسمت بزاوية لينطبق الاتجاه فيها مع الاتجاه فى ملفات الدلتا المناظرة .

وعادة يتم التعبير عن طريقة توصيل الملفات الابتدائية والثانوية فى المحولات بصورة من مثل الصور التالية :YY , dd, dY, Yd . وغالبا يظهر رقم بجوار نوع التوصيلة على سبيل

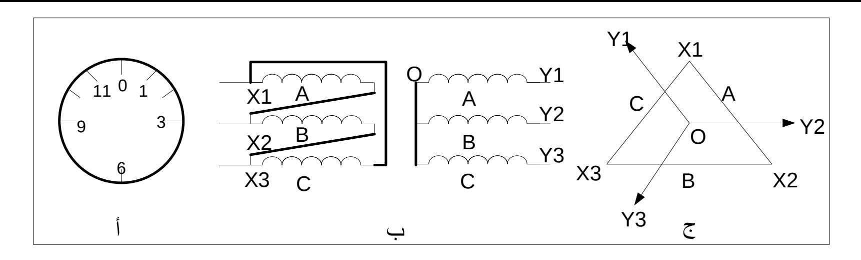
المثال dY1 , dY11, Yd5 وهكذا ، وهو ما يعرف بـ Vector Group. وهذا الموضوع يعتبر من النقاط الأساسية التى يجب تحديدها لضمان صحة أداء Differential Relays وعدم تأثرها بهذا الـ Phase Shift الطبيعى . و سنوضح هنا معاني الرموز السابقة من خلال الملاحظات التالية :

1. إذا كان الجانبين الابتدائى والثانوى لهما نفس طريقة التوصيل – كلاهما Y على سبيل المثال – فإن الرقم الذى يستخدم هو من الأرقام الزوجية فقط ... على سبيل YY0, YY2, YY4 وهكذا. أما إذا اختلف الابتدائى عن الثانوى فنستخدم الأرقام الفردية مثل dY1, dY3, dY5,.. dY11 وهكذا. لاحظ دائما أن كل ضلع من أسهم الـ Y الثلاثة لابد أن يوازى ضلعا فى مثلث الدلتا.



شكل 5−15 طريقة لف الملفات فى محولات 3-Phase

2. إذا تخيلنا الأرقام قد كتبت على نسق الساعة كما فى الشكل 5−16 ، و أن كل رقم من أرقام الساعة الاثنى عشر يكافئ Phase Shift قدره 30 درجة. على سبيل المثال dY1 تعنى وجود Phase Shift قدره 30 درجة بين ملفات جانبى المحول ، أما dY3 فتعنى وجود 90 درجة بين الجانبين ، والرقم 11 يكافئ Phase Shift قدره 330 درجة ، وهكذا. مع ملاحظة أن جميع الزوايا تقاس فى اتجاه عقارب الساعة.



شكل 5−16

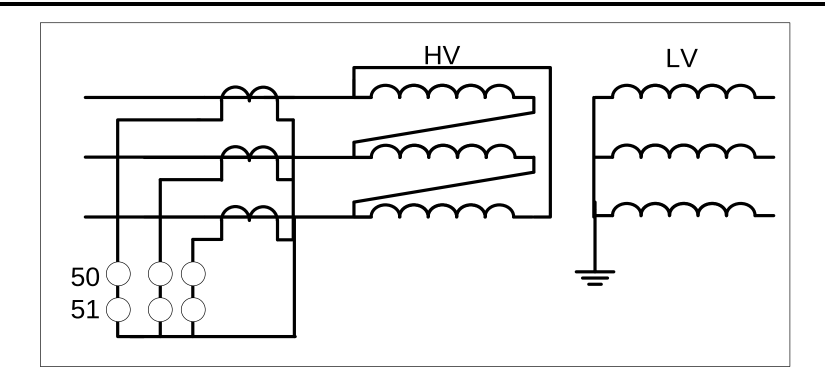
وبناء على هذه القواعد يمكن القول الآن أن التوصيلة Yd5 مثلا تعنى Phase Shift قدره 150 درجة ، أما التوصيلة فى الشكل 5−15 فتكتب على الشكل : dY0 ، حيث الزاوية بين الملفات المتناظرة هى صفر.

7-5 وقاية المحولات باستخدام Overcurrent Protection

قد يتبادر إلى الذهن سؤال هام وهو:

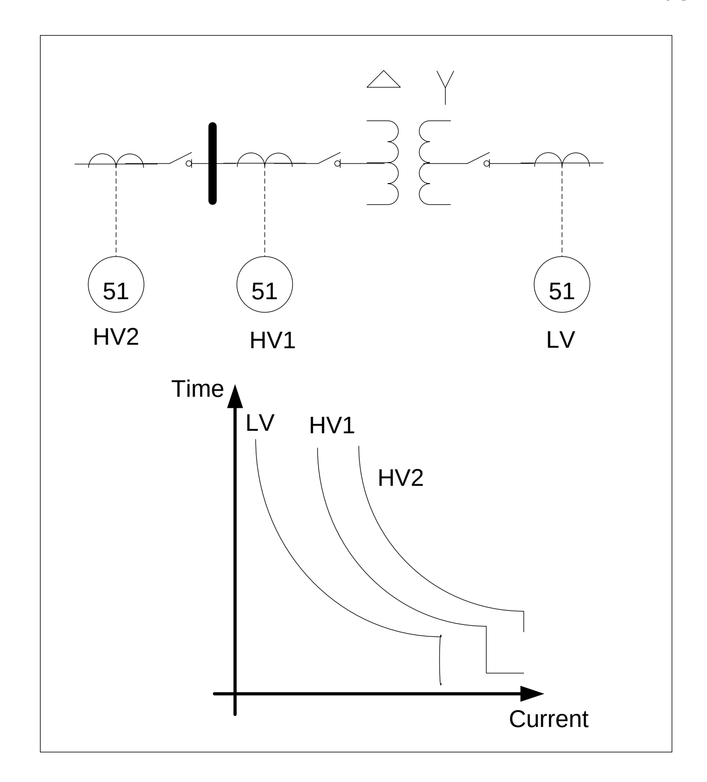
إذا كانت الوقاية التفاضلية هى الأفضل للمحولات كما ظهر حتى الآن فى هذا الفصل فهل يمكن الاكتفاء بها فى المحولات الكبيرة دون استخدام Overcurrent Relays مثلاً؟

والجواب: لا ، لأن هناك أعطالاً لا تكتشفها الوقاية التفاضلية ، مثل الأعطال الخارجية أو الأحمال الزائدة Over Loads التى تسبب سخونة فى المحول. فمثل هذه النوعية من الأعطال لا تكتشف إلا باستخدام Overcurrent Relays. ورقمها فى Ansi Code هو [51] ، كما أن بعض الأعطال الخطيرة جدا يكون Instantenous OC Relay هو الأسرع فى فصلها ، ورقمه هو [50] ، ويظهر الجهازين معا فى الشكل 5−17.



شكل 5–17 وقاية المحول باستخدام OC Relays

و تجدر الإشارة إلى ضرورة مراعاة اختلاف زمن الفصل للـ OC Relay الذى يركب فى HV side عن الـ OC Relay الموجود فى LV side والذى يجب أن يكون هو الأسرع كما فى الشكل 5–18 . لكن يجب التأكد من عدم تأثر هذه الـ OC Relays بتيارات الـ Inrush currents.



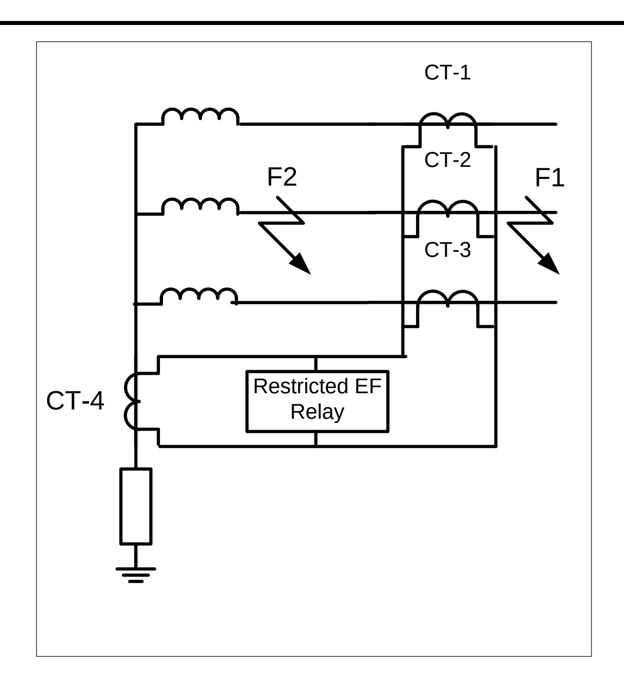
شكل 5–18 تنسيق أجهزة الـ OC على جانبى المحول

8-5 الوقاية الارضية لمنطقة محددة Restricted EF

فى حالة تأريض المحول خلال مقاومة عالية يصبح استخدام Overcurrent العادى أو استخدام الـ Earth fault العادى غير مناسب لأن تيار العطل غالباً ما يكون منخفضاً. وفى مثل هذه الحالات يلزم استخدام وقاية ضد الأعطال الأرضية تكون أكثر حساسية وهى ما تعرف بـ Restricted earth fault Protection .

والميزة الأساسية لهذه الطريقة التى تظهر فى الشكل 5−19 مقارنة بطرق الـ EF protection التقليدية هى أنه فى هذه الطريقة لا يعمل الجهاز إلا إذا وقع العطل داخل المنطقة المحمية فقط والتى تحدد حدودها بمواقع الـ CTs. لاحظ أنه لو استخدم EF العادى فإن أى عطل ارضى قد يتسبب فى تشغيل الجهاز حتى لو كان العطل خارجيا.

فلو حدث العطل خارج المنطقة المحمية (مثلاً عند نقطة F1 فى الشكل 5−19) فإن التيار الذى يرجع من خلال CT4 الموجود فى دائرة الـ Neutral سيساوى تقريبا تيار العطل فى CT-3 ، حيث تهمل قيم تيارى CT-1 و CT-2 مقارنة بقيمة تيار العطل ، وحيث أن اتجاه التيار فى CT4 يعاكس اتجاه التيار فى CT-3 فسيكون التيار داخل جهاز الوقاية يساوى صفراً فى حالة الأعطال الخارجية. أما لو حدث العطل داخل المنطقة المحمية (عند F2 مثلا) فسيكون هناك فرق كبير بين مجموعة التيارات الأخرى التى ترجع من خلال CT3 + CT2 + CT1، وبين التيار المار فى CT-4 ، مما يؤدى فى النهاية لاشتغال الـ Relay .



شكل 5–19 الحماية باستخدام Restricted EF Relay فى المحولات

ولمنع حدوث تشغيل خاطئ فى الظروف العادية نتيجة وجود اختلاف صغير بين تيارات الأوجه والتيار الراجع فى CT4 فقد أضيفت مقاومة توازن Stablizing Resistance على التوالى مع EF Relay (غير مرسومة فى الشكل السابق) بحيث يكون الجهد الذى يصبح بين طرفى الـ Relay أصغر بعد إضافة المقاومة ، وذلك لتأثره بـ Voltage Drop الذى ظهر على المقاومة التى أضفناها ، وبالتالى تصبح تأثير هذه التيارات معدوم فى الحالة العادية ، بينما لن تؤثر هذه المقاومة فى حالة حدوث أعطال داخلية لارتفاع قيمة تيار العطل وعدم وجود تيار معاكس. أما فى حالة الأعطال الخارجية فإن التيارات بطبيعتها تكون عالية لكنها متساوية داخل الجهاز ومختلفة فى الاتجاه فيكون مجموعها صفر. ولذا يسمى الجهاز بعد إضافة هذه المقاومة High impedance EF.

تجدر الإشارة إلى أن هذا النوع من الوقاية لا يمكن استعماله فى ناحية الدلتا إلا إذا تم توصيل محول تأريض لتخليق نقطة تعادل.

9-5 التراكم الحرارى داخل المحـــولات

نظراً لأن محولات القوى يمر خلالها تيارات عالية جداً فى ملفات الابتدائى والثانوى فى الظروف الطبيعية ، وهذه التيارات ينتج عنها حرارة عالية فى الملفات فإن هذه الحرارة لابد من طردها أولاً بأول حتى لا تتراكم داخل المحول وتتسبب فى انهيار العوازل لهذه الملفات.

ولذا فإن من أهم أساسيات تصميم أى محول هو تصميم نظام التبريد ، وهناك عدة أنظمة للتبريد فى المحولات حسب حجم المحول فمنها:

- التبريد الطبيعى بالهواء (هذا يصلح للمحولات الصغيرة فقط).
- التبريد بالهواء المدفوع Forced Air Cooling
- التبريد الطبيعى بالزيت Natural Oil Cooling
- التبريد بالزيت المدفوع Forced Oil Cooling

وغيرها من النظم.

وفى الأحوال الطبيعية فى المحولات الكبيرة تكون هناك مضخات تضخ الزيت داخل المحول ، لتجعله يدور بقوة داخله فى دائرة مغلقة ليحمل الحرارة من الملفات الداخلية ، ثم يخرج إلى مبردات أمامها مراوح هوائية (FANs) لطرد هذه الحرارة فى الجو ، ويرجع الزيت داخل دائرته المغلقة وقد تخلص من الحرارة التى حمل بها.

10-5 استخدام الزيت فى الـمـحــولات

الوظيفة الأساسية للزيت فى المحولات هى العزل والتبريد ، ويوجد بكل محول خزان زيت رئيسي تغمر به الملفات الابتدائية والثانوية للمحول ، كما يوجد خزان تعويضي مركب على الخزان الرئيسي (انظر الصورة 5-1) ، ويتصل بالخزان الرئيسي عن طريق أنبوب ، ويتميز بوجود وحدة تنفيس تسمى خزان التمدد ، وهو يحافظ على جعل الخزان الرئيسي مملوء بالزيت في جميع الأوقات مما يتيح فرصة التمدد والانكماش نتيجة مرور تيار عالي. وقد يصل وزن الزيت فى محولات الجهد العالى إلى حوالي 90 طن ، في حين أن وزن المحول بدون زيت 360 طن وهذا يوضح أهمية زيت التبريد.

و هذا الزيت له مواصفات خاصة من أهمها أن يكون عازلا كهربيا جيدا ، وألا يتبخر إلا عند درجة حرارة عالية ، ويكون خال من الشوائب ، خال من الأحماض والكبريت. والأهم من كل

ذلك أن يكون منخفضا فى نسبة الرطوبة، والتى تقاس بوحدة (PPM) وحدة ماء لكل مليون وحدة زيت بحد أقصى 17 PPM حيث أن ملعقة صغيرة من الماء كافية لانهيار عزل زيت المحول.

5-10-1 استخدام Buchholz Relay

ونظرا لأهمية الحفاظ على كمية الزيت بالمحول دون نقص فقد زودت جميع المحولات الزيتية فى المسافة بين خزان الزيت التعويضى وبين المحول نفسه بجهاز يسمى Bochholz Relay كما فى الصورة 5−2 .

وعموما فإنه فى حالة الأعطال SC فإن تياراً عالياً سيمر خلال ملفات المحول ويتسبب فى ارتفاع كبير فى درجة حرارة الزيت ، فإذا استمر هذا العطل مدة طويلة دون أن يتم فصله بواسطة نظم الوقاية الخاصة بالمحول (التى تعتمد على الإشارات الكهربية كما هو الحال فى Differential , O.C , EF) ، فإن درجة حرارة المحول سترتفع بشدة ، وقد يتسبب ذلك فى انفجار المحول ، ولذا فقد تم إضافة نوع آخر من أجهزة الوقاية إلى المحولات.



صورة 5−2 مكان تركيب Bokholz Relay

وفكرة عمل هذا الجهاز أنه فى حالة حدوث أحمال زائدة فسيسخن الزيت ، ويتحلل جزء منه منتجاً غازات تتجمع مع الوقت و تضغط على عوامة داخلية ، وهى موصلة بدائرة إنذار لتنبيه مهندس التشغيل أن هناك بوادر مشكلة. فإذا كان تيار العطل كبيراً ، والارتفاع فى درجة الحرارة عاليا ، فسنتج غازات بكمية كبيرة تتدفع بسرعة وتضغط على عوامة ثانية ، فتقوم بغلق دائرة فصل المحول مباشرة من الخدمة ، وهذا لن يتم إلا فى حالة الأعطال شديدة الخطورة

والتى تسبب تحلل كبير للزيت وضغط كبير على العوامة . هذا النوع من الوقاية يعتمد على التأثير الحرارى للأعطال ، ويعتبر من الوقايات الأساسية – رغم أنه من الوقايات غير الكهربية – لأنه يمكنه أن يفصل المحول مباشرة.

11-5 الوقاية ضد الفيض العالى Over Flux Protection

من المعروف أن المحول يتعرض لمستويات من الفيض المغناطيسى عالية جداً قد تصل فى بعض الأحيان إلى حد التشبع. ومن المعروف أننا نصل بالفولت الطبيعى للمحول مع التردد الطبيعى عند نقطة أقل من حد التشبع بحوالى 10%. فإذا زاد الفيض عن حد التشبع فسيسبب هذا الفيض العالى فى زيادة مرور ما يسمى بـ Eddy Currents فى كل الأجزاء الحديدية فى المحول ، ولذلك فبعض هذه الأجزاء الحديدية مثل القلب Core تكون على شكل شرائح لمقاومة هذه التيارات وتقليل قيمتها.

لكن هناك أجزاء معدنية فى المحول لا سيما القوائم الحديدية الرئيسية الحاملة للمحول لا يمكن أن تكون من شرائح ، وبالتالى تصل قيمة eddy currents فيها إلى قيم عالية ، يمكن أن تنشأ ضغوطا مغناطيسية عالية على هذه الأجزاء ، وتتسبب فى كسرها. ولتجنب هذه المشكلة فإننا نحتاج إلى طريقة لاكتشاف أن الفيض قد زادت قيمته عن القيم المسموح بها.

وأحدى هذه الطرق هى طريقة Volts-per-Hertz والتى تعتمد فى فكرتها على أن الفيض يتناسب طردياً مع الفولت المتولد ، ويتناسب عكسياً مع التردد ، أى أن

$$\phi \quad \alpha \quad \frac{V}{F}$$

ويمكن استنتاج العلاقة السابقة أيضا من المعادلة المعروفة:

$$V = 4.44\, N\phi F$$

وبالتالى فيمكن قياس الفيض (أو بمعنى أصح أمكن قياس كمية تتناسب مع الفيض) باستخدام هذه الكمية الجديدة: (V/F)، فإذا ارتفع الفيض عن قيمة محددة فمعنى ذلك أن الجهد سيرتفع ، وأن التردد سينخفض وتصبح الكمية (V/F) عالية جدا ، فيتم فصل المحول.

وأبرز الحالات التى تظهر فيها أهمية هذا النوع من الوقاية هى الحالة التى يتم فيها حماية المولد – المحول كوحدة واحدة ، خاصة فى حالة خروج التربينة من الخدمة مع افتراض بقاء منظم الجهد (Voltage Regulator) فى المولد لا يزال يعمل ، فعند خروج التربينة من الخدمة فجأة فإن السرعة ستتناقص خلال الفترة التى تعقب فصل التربينة حتى تتوقف تماماً ، وبالتالى سيقل التردد ، لكن منظم الجهد الذى لا يزال بالخدمة سيحاول رفعه مما سيترتب عليه أن النسبة (V/F) ستكبر جداً ، وهذا معناه أن الفيض قد ارتفع مستواه إلى درجة الخطر ، ويجب فصل الوحدة تماماً. نفس المشكلة يمكن أن تحدث إذا تم فصل حمل كبير بصورة فجائية فى غياب منظم الجهد.

أبحاث منشورة

1. M. Gilany, A. Adly, R. Radwan, "A Novel Method for Eliminating the Transformer Magnetizing Inrush Current", 4th IEEE International Conference on Electronics and Systems, ICECS'97, pp.425-428, Cairo, Dec. 15-18, 1997.

2. M. Gilany, Z. Osman, H. M. Zein Eldin, M. Salem, "A Multifunction Power Transformer Protection Method", 8th International Middle East Power System Conference, MEPCON 2001, Helwan, Egypt, pp. 79-83, Dec. 29-31, 2001.

3. M. Gilany, G. Abdwahab, R. Radwan "Laboratory Investigation of a New Technique to avoid The Problem of Transformer Inrush Current", 4th Regional Conference of CIGRE Committees in Arab Countries, Vol. 1, pp. 146-155, March 19-21, 2001.

4. M. Gilany , O.P. Malik, "A New Proposed Digital Differential Protective Algorithm for H.V. Power Cable", Proceedings of the 2nd IASTED International Conference on Power and Energy Systems (EUROPES), Crete, Greece, pp. 630-633, June 25-28.

5. A.G. Phadke and J.S. Thorp, "A microprocessor based three phase transformer differential relay", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 11, pp. 3624-3628, 1987.

6. M.S. Sachdev, T.S. Sidhu and H.C. Wood, "A digital relaying algorithm for detecting transformer winding faults", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 4, No. 3, pp. 1638-1647, July 1989.

الفصل السادس

وقاية المولدات الكهربية

6 الفصل السادس

وقاية المولدات الكهربية

لأن المولد هو الأهم بين كل عناصر منظومة القوى الكهربية فإنه يتميز بكثرة أجهزة الوقاية المركبة عليه وتعددها. فمن هذه الأنواع الوقاية ضد زيادة التيار ، وضد الأعطال الأرضية ، وضد الفيض الزائد ، وكذلك الوقاية التفاضلية ، والوقاية الاتجاهية ، والوقاية ضد زيادة الجهد أو انخفاضه ، والوقاية ضد فقد مصدر الفيض ، وغيرها. وأغلب هذه الأنواع تم التعرض لها فى فصول سابقة لكننا سنتعرض هنا فقط للنقاط الخاصة بالمولدات والتى لم تذكر عند شرح هذه الأنواع سابقاً.

ومن أهم السمات التى يجب أن تتحقق فى وقاية المولدات بقوة هى سمة التأمين Security ، بمعنى أن المولد لا يجب أن يفصل إلا فى حالة الأعطال الداخلية ، أو الأعطال الخارجية التى عجزت أجهزة الوقاية الأخرى عن فصلها ، فإذا فقد نظام الوقاية هذه السمة فإنه ربما يفصل على أى عطل يقع فى الشبكة فيتسبب فى انقطاع الخدمة دون داع. هذا بالإضافة إلى بقية السمات الأخرى التى يجب توافرها كذلك مثل الاعتمادية والاختيارية Reliability & Selectevity.

وتعتبر من الأساسيات لمهندس الوقاية أن يكون ملما بتركيب المولد والعلاقات الحاكمة لعمله ، وهو ما سنوجزه باختصار فى الصفحات التالية قبل أن نتكلم عن طرق وقاية المولد.

1-6 التركيب العام للمولد

عموما يتكون Synchronous Generator من جزئين أساسيين هما Rotor and Stator ، حيث يتصل Rotor بالتربينة التى تعطيه الحركة فيدور ، فيقطع الفيض المتولد فيه الملفات الموجودة داخل Stator ، فيتولد بها تيار كهربى.

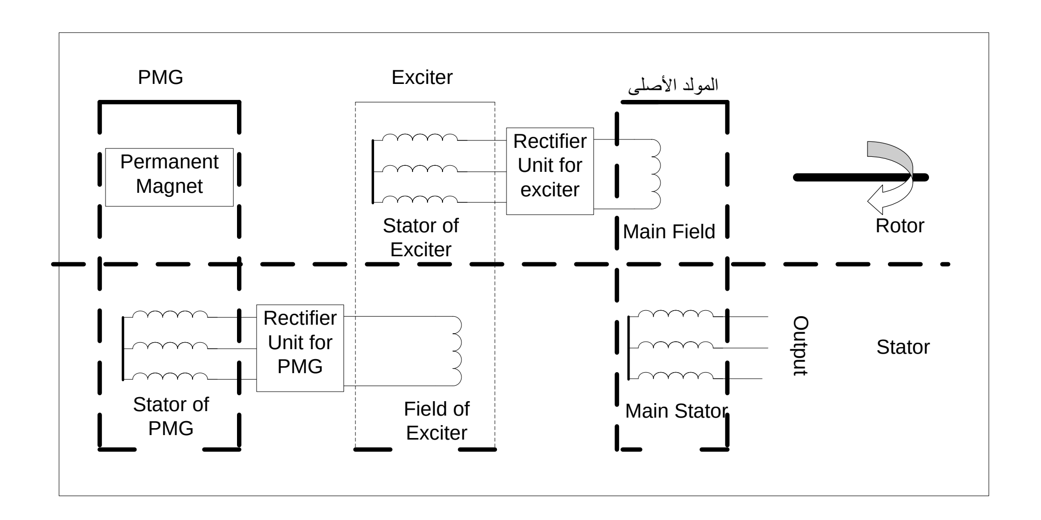
وبصفة عامة فإن Generator فى الحياة العملية يحتاج إلى ثلاث عناصر إضافية أخرى ليعمل بصورة صحيحة وهم : Exciter ---- Permanent Magnet ---- Automatic Voltage Regulator ، كما هو ظاهر فى الشكل 6-1.

أما الـ Exciter فهو عبارة عن 3-phase generator صغير نسبيا مقارنة بالمولد الأصلى ويرمز له بـ Gen-2 فى الشكل 6-1 ، وهو ينتج جهد منخفض (حوالى 500 فولت) ، وتيار عالى جدا (حوالى 5000 أمبير) ، ويركب هذا المولد الصغير على نفس الـ Shaft الخاص بالمولد الأصلى الكبير. ووظيفته هو تغذية الـ Field الخاص بالمولد الأصلى بتيار DC الذى سينتج الفيض المغناطيسى الذى يقطع ملفات الـ Stator لينتج فيها الكهرباء.

وهنا يبرز سؤالان:

الأول : كيف نحصل على تيار DC من داخل الـ Exciter رغم أنه مولد 3-phase ؟

الثانى : من أين يحصل الـ" Exciter " على تيار الـ Field الخاص به ؟



شكل 6-1 عناصر مجموعة التوليد فى المحطات

بالنسبة للسؤال الأول فإن التيار الـ 3-phase المتولد من الـ Exciter يتم عمل Rectification له لتحويله من تيار متردد إلى تيار مستمر عن طريق وحدة تحويل تركب داخل المولد.

أمل بالنسبة للسؤال الثانى فإن ملفات الـ Field الخاصة بالـ Exciter فى الوضع الطبيعى تحصل على تيارها من المولد الأصلى.

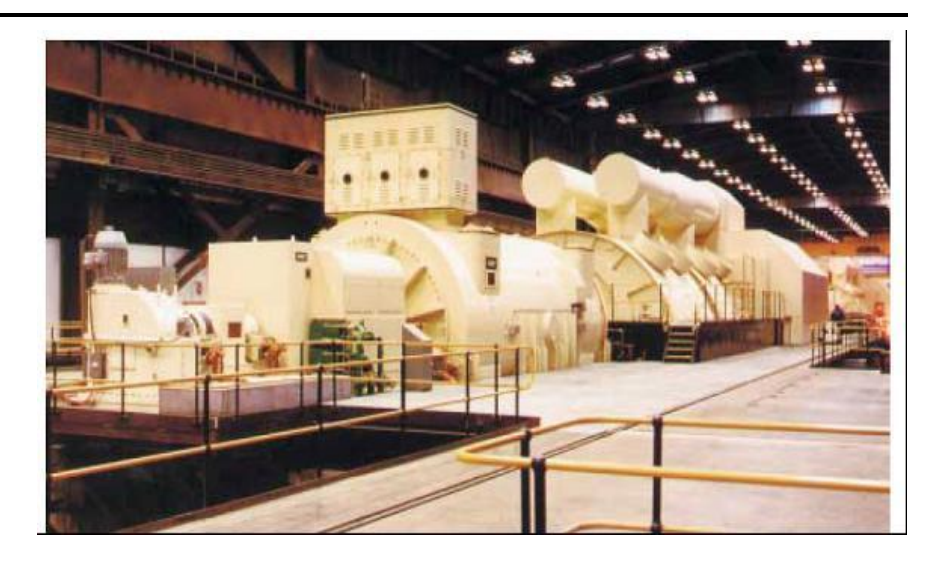
و لكن المولد الأصلى لم يبدء العمل بعد انتظارا للتيار القادم من الـ Exciter ، وهو ما يشبه الفزورة القديمة : من جاء أولا البيضة أم الدجاجة؟.

ولحل هذه المشكلة تزود المولدات بـ 3-Phase Generator آخر قبل الـ Exciter ، وهو أصغر منه حجما (جهده حوالى 100 فولت) ، لكنه يتميز بأنه مزود بمغناطيس دائم قوى Permanent Magnet ويسمى هذا المولد بـ PMG ، ويرمز له بـ Gen-1 فى الشكل 6-1 حيث يولد هذا المغناطيس الدائم فيضا مغناطيسيا يكفى لبدء تشغيل PMG الذى سينتج 3-phase current يتم توحيده بواسطة دائرة توحيد مشابهة للمستخدمة مع الـ Exciter ليقوم بتغذية ملفات الـ Field الخاصة بالـExciter.

وبالتالى فالقصة تبدأ من PMG الذى يغذى الـ Exciter الذى سينتج تيارا يتم توحيده ليكون هو تيار الـ Field للمولد الأصلى الكبير. مع ملاحظة أن التيار الناتج من المولد الأصلى سيخصص جزء منه لتغذية ملفات الـ Field للـ Exciter بدلا من PMG الذى سيتم فصله بعد مرحلة البدء .

والشكل 6-1 يلخص هذه المراحل جميعا. أما الشكل الحقيقى لهذه العناصر فتظهر فى الصورة 6-1 .

و أثناء التشغيل الطبيعى فإننا نحتاج إلى عنصر جديد وهو (Automatic Voltage Regulator (AVR الذى يقوم بضبط قيم الجهد عند أطراف المولد عند حدوث أى تغيرات غير طبيعية.



صورة 6−1 الشكل الحقيقى لمجموعة التوليد

6-1-1 العلاقة بين القدرة الناتجة من المولد وبين الحمل على أطرافه

العلاقة بين القدرة المولدة من هذا المولد والحمل Load المتصل به تحكمها المعادلة التالية:

$$P = T \times \omega$$

حيث

P: Mechanical input power
T: Torque
ω: rotor speed in rad / sec

ومن هذه المعادلة يمكن فهم ما يحدث عند تغير الأحمال ، ففى الوضع الطبيعى يكون العزم الكهربى والعزم الميكانيكى متساويين عند سرعة الدوران الثابتة ω ، ثم عند زيادة الحمل الكهربى فإن Electric Torque يصبح أكبر من Mechanical Torque ، وينشأ عن ذلك إنخفاض فى السرعة يتم اكتشافه بسرعة بواسطة (Control System) الذى يقوم بإرسال إشارة إلى كل من صمام التحكم فى كمية الماء بالغلاية (Feed Water Control Valve) لدخول كمية مياه أكثر إلى الغلاية وأيضاً إلى صمام التحكم فى كمية البخار (Governor Valve), كما يتم إرسال نفس الإشارة إلى (Forced Draft Fan) وهي مراوح كبس الهواء للسماح بدخول كمية أكثر من الهواء لاحتراق الوقود ، ومن ثم يزداد

Mechanical Torque حتى يتساوى مع Electric Torque فى قيمته الجديدة ويعود المولد إلى الاتزان مرة أخرى.

ويجب ملاحظة أننا حريصون على أن تظل السرعة ثابتة دائما ، وإلا سوف يتغير تردد الشبكة ، حيث أن السرعة والتردد (Frequency) مرتبطان بعلاقة وثيقة حسب المعادلة:

$$f = \frac{PN_s}{60} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (6-1)$$

f : The output frequency.
N_s: The synchronous speed or the speed of the rotor.
P : The number of pair poles in the generator.

وأخيرا فإن العلاقة بين القدرة المولدة P وبين الجهد على أطرافه V_φ والجهد المتولد داخله E_A وكذلك الزاوية بينهما تحكمها المعادلة:

$$P = \frac{3V_\varphi E_A \sin\delta}{X_s} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (6-2)$$

2-6 أنواع الأعطال فى المولد

هناك أنواعاً متعددة للأعطال داخل المولدات منها:

- الأعطال بين الأوجه دون تلامس مع الأرض وهى الأعطال التى تسمى بـ Phase Faults ، وهى نسبياً نادرة.
- وأعطال تنشأ إذا حدث انهيار للعزل بين اللفات Inter-turn Faults وهى أيضاً غير شائعة.
- أما أشهر الأعطال فتحدث عند انهيار العزل على Phase أو أكثر من وجه مع حدوث تلامس مع جسم المولد ، وهى ما تسمى بالأعطال الأرضية Earth Faults ، وهى يمكن أن تحدث داخل العضو الثابت Stator أو الدوار Rotor .
- بالإضافة إلى مجموعة أخرى من الأعطال مثل فقدان مصدر توليد الفيض Loss of Excitation.

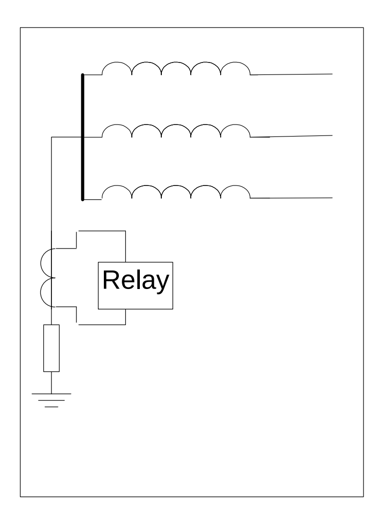
- أو حدوث انعكاس فى اتجاه مرور القدرة وعندها يصبح المولد كأنه موتور.
- ومن الأعطال أيضاً حدوث ارتفاع فى السرعة.
- أو حدوث Unbalance بين الأوجه الثلاثة.
- أو تحميل زائد أو أعطال ميكانيكية.

ويجب تصميم نظام الوقاية للمولد بحيث يكون قادراً على اكتشاف كل هذه الأنواع ، وفصل المولد إذا لزم الأمر.

3-6 تأريض المولدات

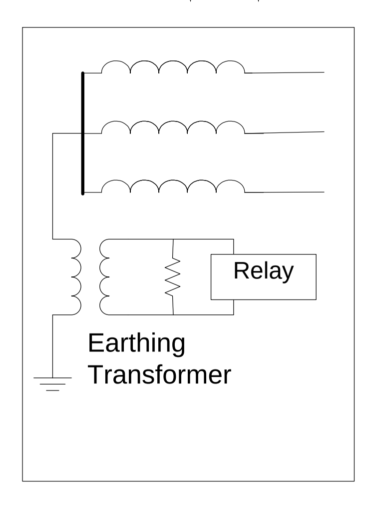
من المعلوم أن المولدات يتم تأريضها بطرق عديدة كما فى شكل 6–2 والشكل 6 –3 ، وذلك مـن أجـل تحقيـق عـدة أهـداف : منهـا تقليـل تيـار العطـل ، ومنهـا أيضـا تقليـل تـأثير Overvoltage surges التى يمكن أن تضرب منظومة القوى لأسباب خارجية (البرق) ، أو داخلية (Switching) ، بالإضافة إلى أنه قد يستفاد من هذه الدائرة الجديدة المتصلة بالمولد فى وضع أجهزة وقاية للمولد كما فى الشكلين السابقين ، و سنذكره بالتفصيل لاحقا.

أما كيفية التأريض فقد توضع مقاومة عند نقطة التعادل كما فى الشكل 6–2 ، وهذه المقاومة يمكن التحكم فى قيمتها بحيث تجعل تيار العطل لا يتجاوز فى قيمته التيار الطبيعى للمولد ، وكلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما انخفض تيار العطل.



شكل 6–2 التأريض خلال مقاومة.

أما إذا تم تأريض المولد من خلال محول توزيع Distribution Earthing Transformer ففى هذه الحالة يستخدم النظام الذى يظهر فى شكل 6−3.



شكل 6−3 استخدام محول تأريض

يلاحظ ان استخدام محول تأريض فى تأريض المولد له ميزة هامة ، حيث نضع فى الجانب الثانوى لمحول التوزيع مقاومة صغيرة كما فى الشكل 6− 3 ، لكن القيمة المكافئة (equivalent value) لهذه المقاومة الصغيرة تكون كبيرة عندما يراها الجانب الابتدائى طبقاً للمعادلة المعروفة.

$$R_1 = R_2 \times \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (6-3)$$

وبالتالى فهى تكافيء تماما وضع مقاومة كبيرة مباشرة في الجانب الابتدائى.

ملحوظة :

الأعطال الأرضية فى الدوائر الخارجية البعيدة عن المولد ، مثل الأعطال الأرضية على خطوط النقل ، لا يظهر لها وجود عند المولد إذا وجد أمام المولد محول من النوع Δ - Y ، حيث تمنع الدلتا عبور Zero Sequence Currents التى تنشأ مع هذه النوعية من الأعطال ، فتظل تدور هذه التيارات داخل الدلتا ولا تخرج منها إلى المولد .

1-3-6 مشاكل مقاومة التأريض المرتفعة .

وقد يبدو فى الظاهر أن استخدام مقاومة تأريض عالية القيمة يكون مفيداً ، غير أن ذلك فى الواقع يتبعه بعض المشكلات الأخرى.

- فمنها صعوبة اكتشاف الأعطال فى حالة التيارات المنخفضة.
- ومنها أيضاً ارتفاع قيمة الجهد عند حدوث العطل بصورة كبيرة تستلزم أن يكون العزل كبيراً.
- ومنها تقليل حساسية الـ Differential Relay ، فمن المعلوم أنه كلما زادت مقاومة التأريض كلما كان الفرق بين التيار الداخل والخارج من ملفات المولد صغيراً ، لأن التيار يتوزع بالنسبة العكسية للمقاومات ، وحيث أن مقاومة العطل مضافا إليها مقاومة التأريض تكون كبيرة فإن جزءا صغيرا فقط من التيار يتسرب للأرض ، وبالتالى يحدث فرق صغير بين I_{in} , I_{out} ، وهذا الفرق الصغير يتسبب فى تقليل حساسية Differential Relays لهذه النوعية من الأعطال ، خاصة الأعطال من النوع Single line to ground ، وبالتالى فهى غالباً تفشل فى اكتشاف مثل هذا النوع من الأعطال فى حالة التأريض بمقاومة عالية.

- ومنها أيضاً أنه كلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما صعب التفريق بين الأعطال الأرضية التى يرجع تيارها خلال دائرة الأرضى ، وبين تيار Unbalance Current الذى ينشأ عن عدم اتزان الأحمال على الأوجه الثلاثة ، حيث يتسبب عدم الاتزان هذا فى ظهور ما يعرف بـ 3rd Harmonic Current . وتيار التوافقية الثالثة هذا يكون عالياً لأن مركباته فى الأوجه الثلاثة تجمع جبرياً لانه من نوع Zero Sequence Currents ، وهو بالتالى عكس تيار التوافقيات الأخرى الذى تجمع مركباتها فى الأوجه الثلاثة اتجاهياً ، ولذا فقد يصل تيار التوافقية الثالثة هذا إلى 15% من تيار المولد ، وهو يمر أيضاً خلال دائرة التأريض ، ولذا يصعب تمييز تيار العطل الارضى من تيار التوافقية الثالثة بسهولة في وجود مقاومة عالية في دائرة التأريض ، إلا باستخدام طرق خاصة تكتشف تيار 3rd Harmonic Current . وهذه الطرق أسهل ما تكون في حالة الوقاية الرقمية حيث يتم ذلك بالمعادلات داخل جهاز الوقاية. وفى نهاية هذا الفصل توجد بعض الأبحاث المنشورة فى هذا المجال.

4-6 الوقاية الرئيسية فى المولدات

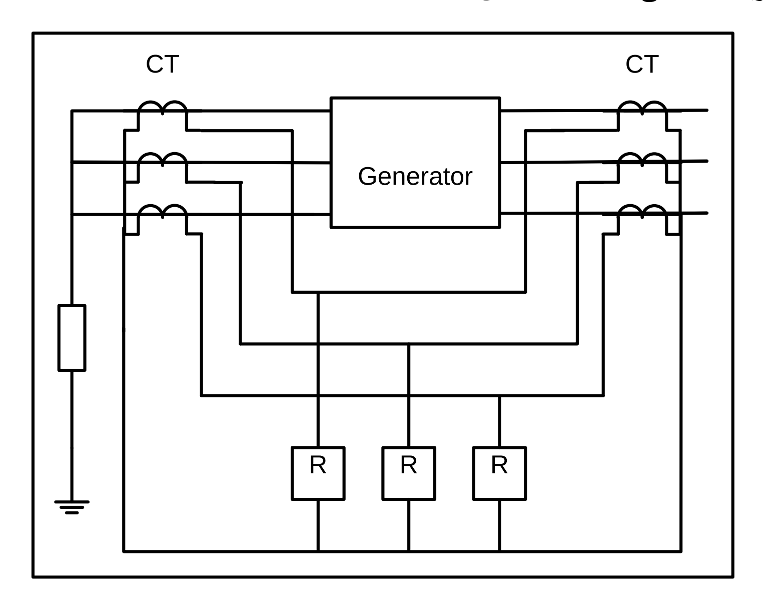
المولد يعتبر من أكثر الأجهزة التى يركب عليها أجهزة وقاية ، وقد يتعدى عددها العشرين جهاز حسب قدرة المولد . لكن أغلب الأعطال على الأوجه أو الأعطال الأرضية يمكن اكتشافها بواسطة نوعين أساسيين من أجهزة الوقاية:

النوع الأول هو Biased Differential Protection وقد سبق شرحه فى الفصل الخامس لكننا سنعرضه هنا بشئ من التفصيل والتعديل.

والنوع الثانى هو Overcurrent Protection وقد سبق أيضا شرح أساسياته فى الفصل الثالث. لكننا سنعرض هنا نوعا خاصا بالمولدات هو Voltage Dependent Overcurrent Relays .

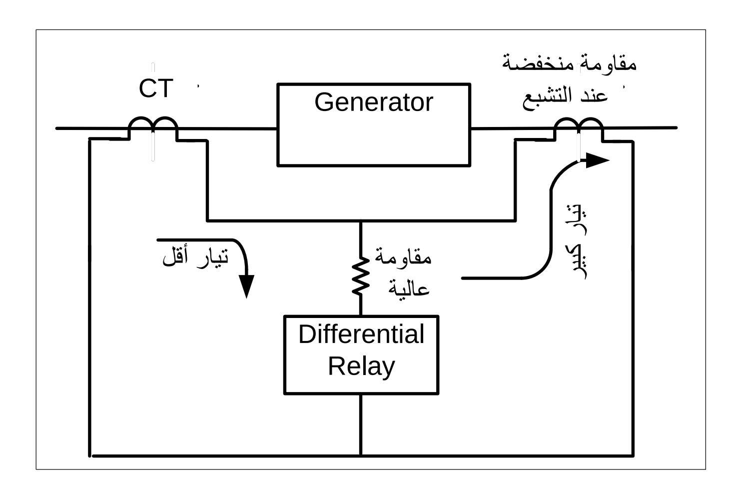
1-4-6 استخدام الوقاية التفاضلية مع المولدات

بالنسبة للـ Differential Relay فيتم توصيله مع المولد كما فى شكل 6–4 ، وقد سبق شرح نظرية عمله فى الفصل الخامس.



شكل 6–4 الوقاية التفاضلية للمولد.

لكن الجديد فى وقاية المولد هو أن الوقاية التفاضلية يدخل عليها نوع من التعديل بإضافة مقاومة عالية على التوالى مع ملف التشغيل ولذا يسمى High Impedance Differential Protection ، وهو بالتالى يختلف عن Biased Differential Protection فى هذه الجزئية كما فى الشكل 6-5.



شكل 6-5 الوقاية التفاضلية المعدلة باستخدام High Impedance

وهذا التعديل أدخل على Differential Realy حتى لا يتأثر بحدوث أى Saturation فى CT الموجودة على طرفى المولد. فمن المعلوم أنه فى حالة حدوث تشبع فى أحد الـ CTs الخاصة بالمولد ، نتيجة عطل خارجى مثلا فإن Output Current يصبح مختلفا تماما عن Input Current ومن ثم فإن Differential Relay يرى هذا الوضع على أنه عطل داخلى فيصدر إشارة فصل خاطئة.

وللتغلب على هذه المشكلة فقد وضعت مقاومة عالية على التوالى مع Relay كما فى الشكل 6-5 . وبسبب هذه المقاومة العالية فإن جزء كبير من التيار سيفضل المرور فى مسار Saturated CT ذى المقاومة المنخفضة عن المرور فى مسار Relay ذى المقاومة العالية ، ومن ثم فلا يتأثر الـ Relay بهذه المشكلة.

ففى حالة حدوث عطل خارجى فسيحدث أحد أمرين:

إما ألا يحدث تشبع لأى من الـ CTs وفى هذه الحالة لن يشعر الـ Relay بالعطل –كما هو مفترض – لأن مجموع تيارى الدخول والخروج يساوى صفرا داخل الـ Relay لأنهما عكس بعضهما.

وإما أن يحدث تشبع لأحد الـ CTs ، بمعنى أن CT يصبح كأنه Short Circuit ، وفى هذه الحالة وبعد إضافة المقاومة العالية السابق ذكرها ، فإن تيار العطل القادم من الـ CT الذى لم يحدث له Saturation سيجد أمامه طريقين : أحدهما هو الـ Relay ومعه المقاومة العالية ، والآخر هو الـ CT الذى دخل فى الـ Saturation وبالطبع فإن جزءا كبيرا من هذا التيار سيفضل المرور فى الـ Saturated CT وبالتالى لن يمر سوى جزء صغير فى الـ Relay ومن ثم لن يتأثر بهذا العطل الخارجى.

مع ملاحظة أنه فى حالة الأعطال الداخلية فسيكون تيارى الـ Two CTs فى اتجاه واحد داخل الـ Relay وبالتالى سيشعر الـ Relay بالعطل كما هو مفترض.

2-4-6 استخدام الـــ OC Relays فى وقاية المولدات

فى بعض الأحيان يكون Overcurrent Relay هو الوقاية الأساسية للمولد وذلك مع المولدات المنخفضة القدرة ، أما مع المولدات عالية القدرة فيكون واحد من عدة أجهزة وقاية تركب على المولد. وعادة يستخدم جهاز من نوع Time Delayed Overcurrent والذى سبق شرح أساسياته فى الفصل الثالث.

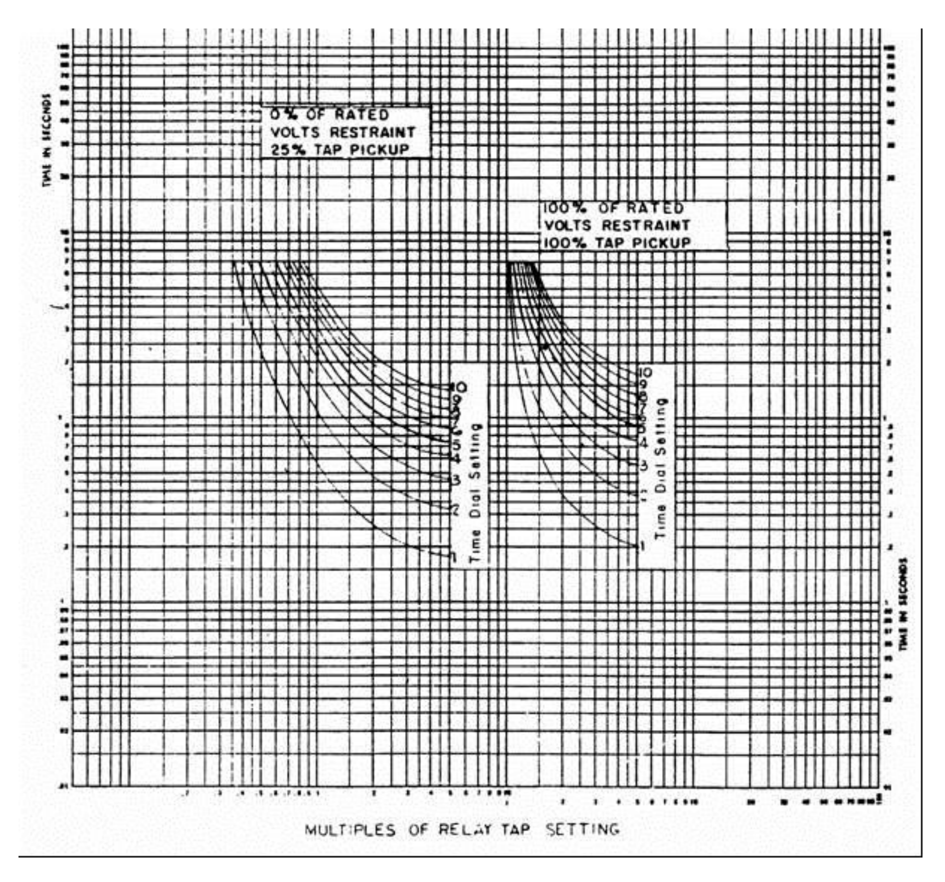
ولكن هناك نوع آخر ن أجهزة الـ OC يكثر استخدامه مع المولدات ، وهو النوع المعروف بـ (Voltage Dependent OC) ، و فيه ميزات جديدة مضافة إلى فكرة OC الأصلية ، حيث يمكنه تتبع جهد الدائرة ، إضافة إلى تتبعه للتيار.

فمن المعروف أنه فى بعض الأحيان يصعب على Overcurrent Relay العادى اكتشاف بعض الأعطال ، خاصة تلك التى يكون فيها تيار العطل أقل من التيار الطبيعى للمولد ، لكن مثل هذا النوع من الأعطال يمكن اكتشافه عن طريق تتبع التغير فى قيمة الجهد ، لأنه فى حالة الأعطال يحدث انخفاض ملحوظ على جهد الـ BB الخاص بالمولد ، وبالتالى يمكن الاستفادة من هذه الملاحظة فى اكتشاف بعض الأعطال .

<u>وهناك نوعان من هذه الأجهزة:</u>

الأول يسمى Voltage Controlled والثانى يسمى Voltage Restrain .

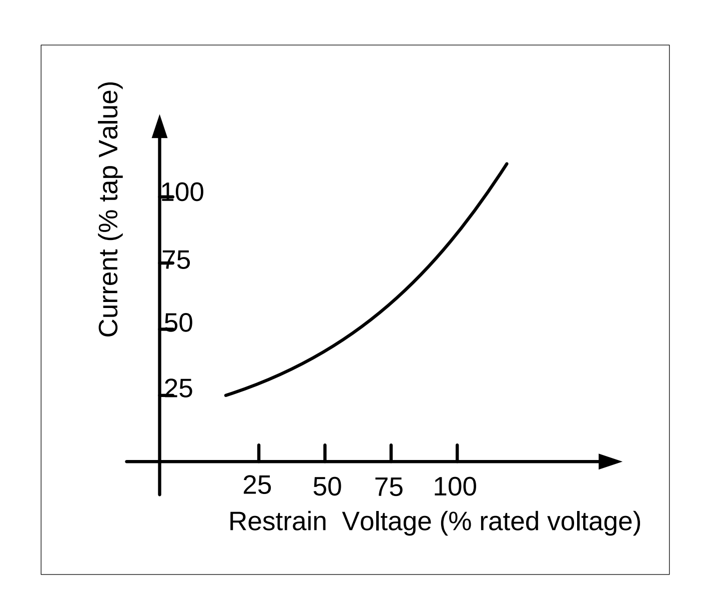
فى النوع الأول المسمى Voltage Controlled OC يكون الجهاز مزودا بمجموعتين من Setting ويتم الاختيار بينهما بناء على قيمة الجهد المقاس. وعلاقة التيار بالزمن لهذا النوع تظهر فى الشكل 6-6 . فالمجموعة الأولى من المنحنيات (وتظهر على يمين الشكل 6-6) هى التى يتم ضبط الجهاز عليها فى الأصل ، وتتميز بعدم التأثر بحالة Overload - وهو حالة شائعة فى المولدات وكثيرا ما تسبب فصل خاطئ - لكن هذا الـ Relay لن يتأثر بها حتى لو ارتفع التيار بسبب عدم حدوث انخفاض فى الجهد.



شكل 6-6 Voltage Controlled Overcurrent Relay

على الجانب الأخر ، وعند حدوث عطل قريب جدا من المولد Very close in fault فإن المولد سيحدث له انخفاض شديد فى الجهد قد يصل إلى قيمة قريبة من الصفر وبالتالى لا يمر تيار عالى فى أجهزة الوقاية رغم خطورة العطل ، وعندها يتحول الـ Relay اتوماتيكيا بسبب انخفاض الجهد إلى المجموعة الثانية من المنحنيات والتى لها Pickup current منخفض ، مما يساعد فى زيادة حساسية الجهاز لاكتشاف هذه الأعطال. بالطبع يمكن التحكم فى قيمة الجهد الذى ينتقل عنده الـ Relay إلى المجموعة الثانية من المنحنيات.

أما النوع الثانى المسمى Voltage Restrain فيتم تغيير الـ Setting اتوماتيكيا على مدى واسع وليس فقط بين مجموعتين كما فى النوع السابق وبالتالى تصبح حساسية الجهاز فى اكتشاف الأعطال أعلى.. وتظهر العلاقة بين الانخفاض فى الجهد وبين الانخفاض فى قيم Setting كما فى الشكل 6-7 . ويلاحظ أنه حتى مع الأعطال التى يكون التيار فيها منخفضا جدا فإن هذا النوع من أجهزة الوقاية يمكنه اكتشاف العطل طالما أن هناك انخفاض فى الجهد.



شكل 6-7 زيادة الحساسية باستخدام Voltage Restrain OC

5-6 استخدام EF في وقاية الــ Stator

الأعطال الأرضية كما ذكرنا هى الأكثر حدوثا ، وهى كذلك – للأسف – الأخطر حيث يتسبب مرور التيار من ملفات المولد إلى جسم المولد فى سخونة نقطة الاتصال (fault point) مما قد يؤدى فى حالة استمرار العطل لمدة طويلة إلى احتراق هذا الجزء من جسم المولد.

وهناك احتمال أسوأ من ذلك خاصة فى المولدات التى يتم تبريدها بالهواء حيث يساهم هواء التبريد فى زيادة اشتعال العزل حول الملفات والذى هو فى الغالب قابل للأشتعال. علما بأن احتمال نشوء حريق فى حالة المولدات التى يتم تبريدها بالهيدروجين لا سيما إذا كانت محكمة الغلق properly sealed هو احتمال ضعيف جدا ، وهذا بالطبع احدى ميزات التبريد بالهيدرجين.

1-5-6 طرق اكتشاف الأعطال الأرضية

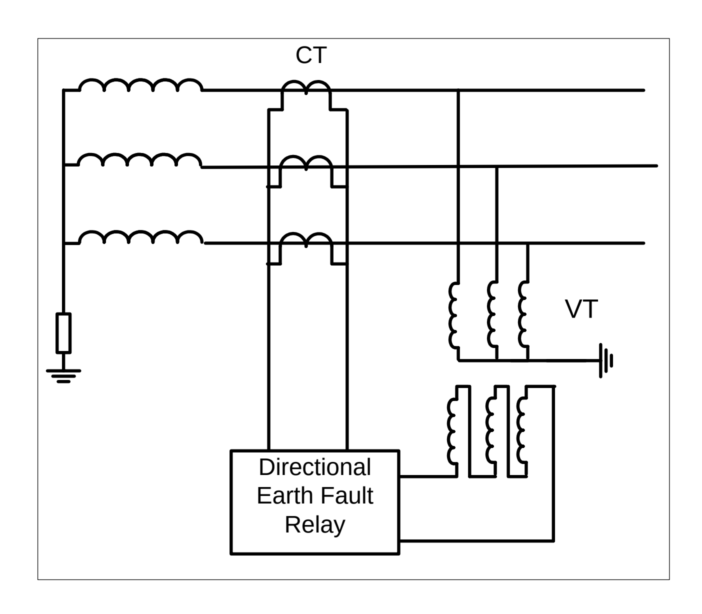
يمكن هنا نفس الطرق السابق شرحها فى الفصل الثالث. وإن كان أهم هذه الأنواع ما يعرف باسم Restricted Earth Fault Protection وهو النوع الذى سبق شرح فكرته فى الفصل الخامس. (راجع الجزء 5–8) .

2-5-6 زيادة حساسية EF Relay

ولكن الطرق المذكورة سابقا فى الفصل الثالث لن تصلح إذا كانت المقاومة التى وضعت فى Neutral عالية ، أو كانت مقاومة الأرض عالية لطبيعة المنطقة. ففى مثل هذه الأحوال نحتاج إلى زيادة حساسية Earth Fault Relay ليتمكن من اكتشاف الأعطال ذات التيار المنخفض .

وأحد الطرق المستخدمة لذلك هى استخدام ما يعرف بـ Directional Earth Fault Relay ، الذى تظهر طريقة توصيله فى الشكل 6-8. ومن هذا الشكل يتبين أن الجهاز لا يدخله فقط Residual Current كما فى الطرق التقليدية للوقاية من الأعطال الأرضية وإنما يدخله أيضا Residual Voltage .

و فى حالة Unbalanced Earth Faults فإن قيمة الـ Residual Current = 3 I_0 ستكون قيمة غير صفرية ، وفى وجود قيمة – حتى لو كانت صغيرة – للـ Residual Voltage فإن ذلك سيكون كافيا لتصنيف هذا العطل كـ Earth Fault داخل المولد وليس خارجه.



شكل 6 –8 توصيلة Directional Earth Fault Relay

6-6 الوقاية الأرضية باستخدام Negative Sequence Relays

ومن الطرق الشائعة لاكتشاف الأعطال الأرضية المنخفضة التيار استخدام ما يسمى بـ Negative Sequene Relay .

ولفهم فكرة هذا النوع من الوقاية نحتاج إلى التذكرة بأن أى Relaying Signal مكونة من ثلاث مجموعات من المتتابعات :

1- Positive Sequence
2- Negative Sequence
3- Zero Sequence

ففى حالة التحميل المتوازن على الأوجه الثلاثة ، وعندما لا يكون هناك أعطال ، فإن المجموعتين الثانية والثالثة تساويان صفر ، وليس لهما وجود. لكن عند حدوث عطل تظهر هاتين المجموعتين ، وأخطرهما هى مجموعة التتابع السالب ، لأن الفيض المصاحب لهذه المجموعة يدور عكس اتجاه دوران المولد ، فينشأ تيار يسمى Negative Sequence Current فى الأجزاء المعدنية من المولد بتردد يساوى ضعف التردد العادى ، فإذا كان العادى 50Hz فالتردد الجديد يكون 100 Hz ، وذلك لأنه كما قلنا يدور عكس الاتجاه.

وهذه التيارات ذات التردد المضاعف تميل إلى المرور فى أطراف الأجزاء المعدنية الخارجية ، ولذا تنشأ Heat Losses فى المولد بسبب هذا التيار السالب التتابع ، خاصة فى الجزء الدوار ، وتتراكم مع الزمن ، مما قد يتسبب فى زيادة سخونة هذه الأجزاء ، ومن ثم يحدث تدمير للمولد.

ولخطورة هذه التيارات فإن الشركات المصنعة للمولدات غالباً ما تعرف كمية خاصة بالمولد هى:

$$K = I_2^2 * t \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (6-4)$$

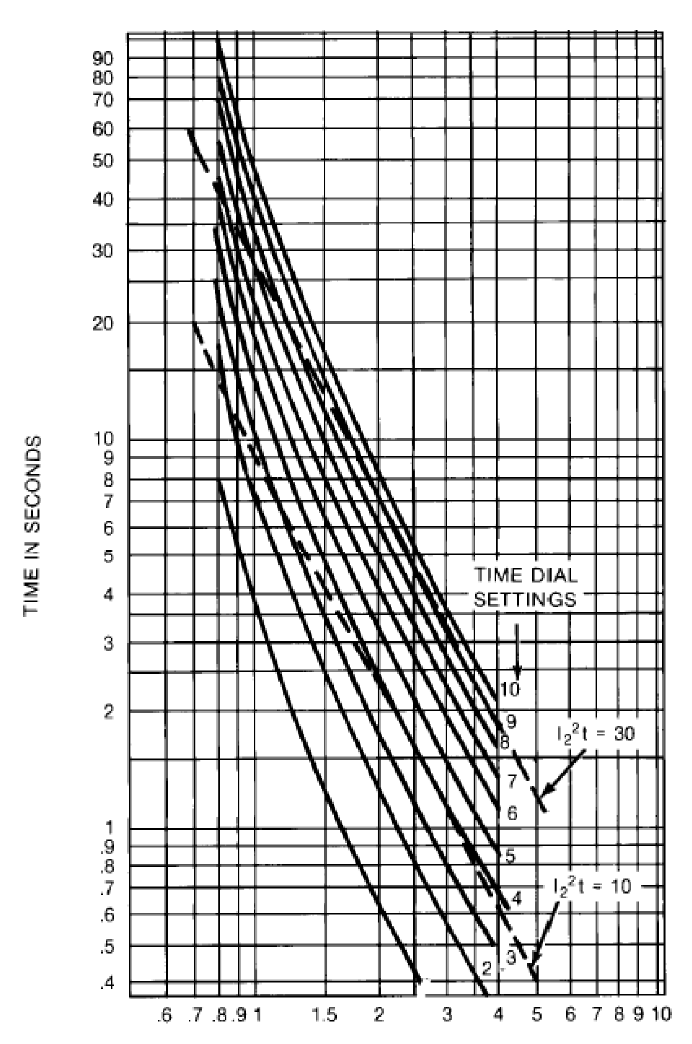
حيث I_2 هو Negative Sequence Current ، ويقاس فى هذه المعادلة بـ (% of rated current).

أما t فهى الزمن ، وتقاس بالثوانى ، وحاصل ضربهما معاً يساوى دائماً رقم ثابت خاص بالمولد هو K ، وبالتالى كلما زادت قيمة I_2 كلما قل الزمن المسموح لمرورها .

وهذا الرقم الثابت قد يكون 10-20-30-40 ، وتصمم أجهزة الوقاية ضد زيادة الـ Negative Sequence Current على أساس إذا تجاوز حاصل ضرب $(I_2^2 t)$ هذا الرقم الثابت الخاص بالمولد فإنه يتم فصله فوراً.

ويتم تصنيع هذه Relays غالباً بمنحنيات متعددة لتناسب كل أحجام المولدات. ومن الأهمية بمكان أن نتأكد من أن منحنيات الـ Relay المستخدم تقع تحت منحنيات القيم القصوى للتيارات سالبة التتابع المسموح بها داخل المولد كما فى الشكل 6-9.

فالـ Generator مثلا الذى له K = 10 يجب أن يكون زمن الفصل جهاز Negative Sequence Relay له يقع على منحنى الـ TDS رقم 2 أو 3 على أقصى تقدير لكى يقع تحت الخط المتقطع الممثل لـ K=10 . أما المولد الذى له K=30 فيمكن أن يستخدم معه منحنيات TDS الـ بدءا من رقم 2 وحتى رقم 8 كما هو واضح من الشكل 6-9.



شكل 6-9 علاقة الزمن والتيار فى Negative Sequence Relay

يجدر ملاحظة أن بعض هذه الأعطال الغير متماثلة (Unsymetrical) قد يتم فصلها بالوقاية الرئيسية للمولد بصورة أسرع من Negative Sequence Protection ، لكن الوقاية سالبة التتابع لابد من وجودها خاصة أنها تكون مفيدة جداً فى حالة Open Conductor مثلاً ، والذى سيسبب بلا شك زيادة فى وجود Negative Sequence Current وهو عطل لا تكتشفه أجهزة الوقاية ضد زيادة التيار ، ويكتشفه هذا الجهاز بسهولة.

7-6 أنواع خاصة من الوقاية

هناك أنواع عديدة من الوقاية توضع على المولد لتساعد فى اكتشاف أشكالاً خاصة من الأعطال ، ومن هذه الأنواع:

1-7-6 الوقاية ضد السرعة العالية Over Speed Protection

ففى حالة فصل حمل كبير بصورة فجائية فإن كمية البخار الداخل إلى التربينية تظل كما هى دون تغير لفترة معينة يفترض أن تكون وجيزة ، لكن المشكلة أنه خلال هذه الفترة ستزداد السرعة بصورة كبيرة ، وما لم يتدخل Governor لضبط مدخلات التربينية إلى قيم أصغر تتناسب مع الوضع الجديد فإن المولد يمكن أن يدخل فى دوامة السرعة العالية المدمرة.

لاحظ أنه يمكن للـ Governor أن يحس بذلك التغير من خلال تغير قيمة الفولت الذى يقرأه مولد صغير يركب على عمود المولد والتربينية ، وعند زيادة السرعة سيزداد هذا الجهد. كما يمكن اكتشاف هذه المشكلة بصورة أخرى عن طريق جهاز وقاية ضد زيادة التردد Over-Frequency Relay ، لأن التردد يتناسب طردياً مع السرعة ، ويمكن ضبط هذا الجهاز للحماية ضد السرعات العالية.

2-7-6 الوقاية ضد فقد الحث Loss of Excitation

من المعلوم أن فقدان Excitation يمكن أن تترتب عليه مشاكل كبيرة للمولد إذا لم يكتشف هذا العيب بالسرعة الكافية ، لكن هذه المشكلة لها احتمالين: الأولى أن يكون المولد معزولاً عن أى مولد آخر ، وغير مرتبط بأى شبكة ، ففى هذه الحالة سيتسبب فقدان Field فى

انخفاض الجهد على أطراف المولد ، وهذا يمكن اكتشافه بسهولة وفصل المولد عند تعدى حدوده الخطر.

أما إذا كان المولد مرتبطاً بشبكة فسيحدث عدة تطورات هامة متتابعة: أولا سيبدأ المولد فى سحب ما يحتاجه من Q (Reactive Power) من خلال الشبكة ، ويدور على سرعة أعلى من المعتادة ، وعندها يصبح المولد كأنه Induction Generator ، ولأن تيار المغناطيسية (Magnetizing Current) يتم سحبه من الوحدات الأخرى ، وبالتالى يمكن أن يسبب مشاكل لبقية الوحدات إذا كان عاليا ، ويمكن فى النهاية أن يحدث له out of synchronizm.

ولأن المولد الآن يعمل كأنه Induction Generator لذلك يمر بالعضو الدوار ما يسمى Slip current الناشئ عن Slip Frequency emf التى تتولد فى Rotor ، وهذا التيار يسبب سخونة خاصة فى حالة Wound Rotor الذى يتأثر بشدة بهذه التيارات التى تمر فى جسم العضو الدوار.

والطريقة الأكثر شيوعاً فى اكتشاف هذا النوع من الأعطال هى استخدام Distance Relay و تعتمد فى فكرتها على أساس أن انخفاض الـ Field سيسبب بلا شك انخفاض فى جهد الـ Stator ، وارتفاع فى تيار الـ Stator ، وهذا يعنى أننا لو استخدمنا Impedance Relay فإنه بسهولة يمكن اكتشاف هذا النوع من الأعطال بتتبع خارج قسمة (Vs/Is) وهما كميتان معلومتان .

8-6 الأعطال القريبة من Neutral

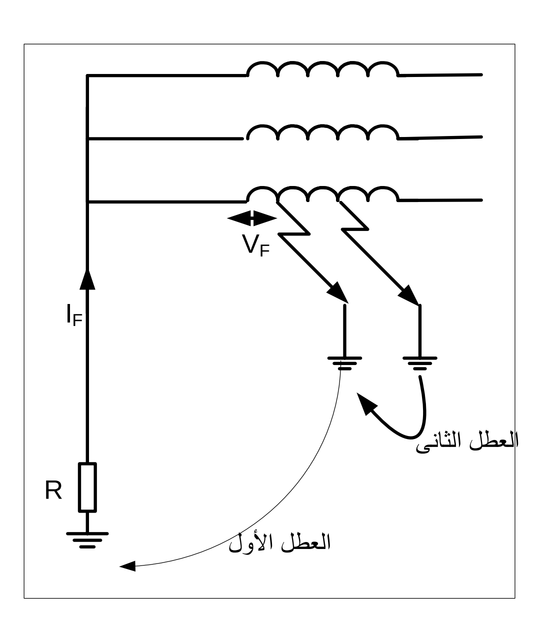
فى حالة وقاية المولدات تظهر مشكلة خاصة بالمولدات عند الوقاية من الأعطال الأرضية ، وهى أن اللفات القريبة من نقطة التعادل لا تكاد تكون محمية.

فمعلوم أن الجهد على أطراف المولد هو تراكم للجهود المتولدة فى جميع اللفات ، وبالتالى فأقصى جهد يكون عند الأطراف ، وأقل جهد (صفر) يكون عند نقطة التعادل ، وبينهما يتزايد الجهد. وبالتالى فإذا حدث عطل قريب جداً من نقطة التعادل (فى حدود 5% الأولى من اللفات) ، فإن الجهد المتولد فى هذه المنطقة يكون صغيراً ، وبالتالى يكون تيار العطل الناشئ عنه أيضاً صغيرا ، فلا يكاد جهاز الوقاية ضد الأعطال الأرضية يحس بزيادة تستدعى أن

يعمل ، فضلاً عن أن جهاز الوقاية التفاضلية هو الآخر لن يحس بفرق كبير بين تيارى الدخول والخروج ، وبالتالى فلن يعمل هو الآخر ، ويظل هذا العطل غير مكتشف.

وقد يتبادر للذهن سؤال: إذا كان تيار العطل صغيراً حتى أن أجهزة الوقاية لم تكتشفه فلم نخشى منه؟ خاصة أنه بالتأكيد لن يسبب أية مشاكل؟

والإجابة أن هذا الكلام إلى حد ما صحيح ، بمعنى أن هذا العطل فى حد ذاته غير خطير ، وغير مؤثر ، لكن المشكلة ليست فى هذا العطل ، فالمشكلة الحقيقية ستظهر عند حدوث عطل آخر قبل اكتشاف العطل الأول ، فعندها سيجد تيار العطل الثانى أن الأفضل له أن يكمل الدائرة من خلال العطل الأول (الذى لم يكتشف) بدلاً من أن يكمل الدائرة من خلال المسار الأصلى المار بدائرة التأريض التى تحتوى على مقاومة لخفض تيار العطل ، كما فى الشكل 6–10 ، فالرجوع من خلال العطل الأول أسهل بالنسبة لتيار العطل الجديد .



شكل 6–10 مسارات تيارات العطلين الأول والثانى

وهذا المسار الجديد كما هو واضح من الشكل لن يمر خلال مقاومة التأريض ، وبالتالى سيكون تيار العطل عالى جداً ، وقد يسبب دماراً فى المولد ، ومن هنا تبرز أهمية اكتشاف العطل الأول حتى لا نصل إلى هذه المشكلة.

ومن المهم هنا أن نذكر أن أحد أهم الأسباب التى أدت إلى عدم اكتشاف العطل الأول بواسطة الحماية ضد الأعطال الأرضية هو أن هذه الحماية يجب أن تضبط بحيث تعمل إذا تعدى تيار العطل قيمة محددة. هذه القيمة يتم اختيارها عادة بحيث تأخذ فى الاعتبار التيارات المتسربة (Leakage Currents)خلال المكثفات الشاردة (Stray Capacitance) ، وكذلك يؤخذ فى الاعتبار قيمة التيار الناشئ عن عدم تماثل الأوجه Unsymmetrical Current ، وهو غالباً ما يكون صغيراً جداً فى الأحوال العادية ، لكن بالتأكيد له قيمة يجب أن تؤخذ فى الاعتبار. وبالتالى فلا يمكن خفض الـ Setting عن قيمة محددة ، وإلا سيحدث فصل خاطئ فى الظروف الطبيعية بسبب الاعتبارات السابقة ، وفي نفس الوقت فإن رفع الـ Setting قد يتسبب فى عدم اكتشاف الأعطال ذات التيارات الصغيرة ، وهذه هى صعوبة المشكلة .

6-8-1 حساب النسبة المحمية من ملفات المولد

ويمكن حساب النسبة التى يتم حمايتها من الملفات ، وذلك بفرض أن المولد قد تم تأريضه خلال مقاومة R كما فى الشكل 6-10 ، وعادة يتم اختيار قيمة هذه المقاومة بحيث أن تيار العطل من النوع SLG تكون قيمته مساوية لقيمة التيار الطبيعى للحمل الكامل ، وعليه فالنسبة الغير محمية من الملفات تعطى بالمعادلة:

$$Un - \Pr otected\ _\% = \frac{R \times I_{op} \times 100}{V_{ph}} \quad ....(6-5)$$

حيث I_{op} هو أقل تيار تشغيل لجهاز الحماية (فى الجانب الابتدائى من CT)

V_{ph} هو الجهد على الوجه Phase Voltage

R هى مقاومة التأريض

واضح من هذه المعادلة أنه كلما زادت قيمة مقاومة التأريض كلما زادت نسبة الجزء الغير محمى من الملفات.

مثال 1

لو فرضنا أن مولد قد تمت حمايته باستخدام Restricted EF ،وأن قدرة المولد 5 ميجافولت أمبير ، وجهده 11 كيلوفولت. فإذا كان جهاز EF قد تم ضبطه بحيث يعمل إذا مر فيه تيار يساوى 25% من التيار الطبيعى ، وكان المولد تم تأريضه خلال مقاومة قدرها Ω 2.احسب النسبة الغير محمية من الملفات لهذا المولد.

$I_{op} = 25\%\ I_{rated}$

$$I_{rated} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 11} = 262\,A \quad , \quad V_{ph} = \frac{11{,}000}{\sqrt{3}} = 6340V$$

$\therefore\ I_{op} = 65.5A$

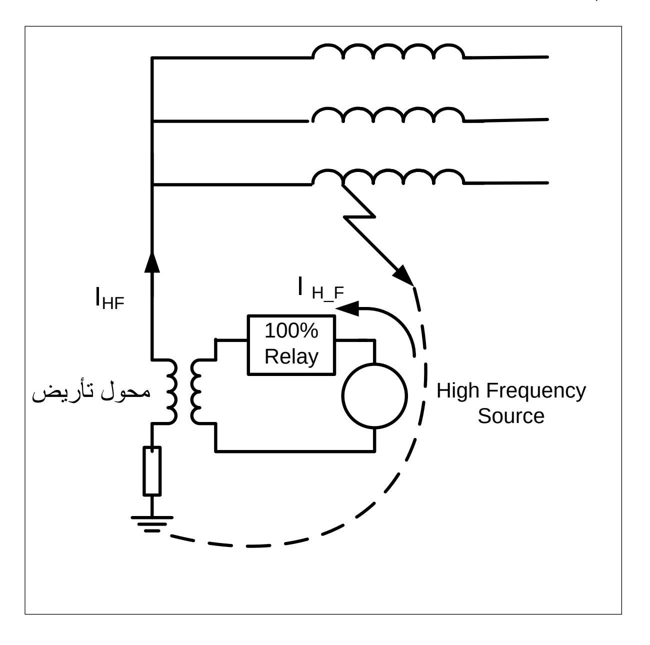
بالتعويض فى المعادلة السابقة ، سنجد أن النسبة الغير محمية من الملف تساوى

$$= \frac{2 \times 65.5 * 100}{6340} \cong 25\%$$

2-8-6 الحماية الكاملة للـ Stator فى المولدات

للتغلب على مشكلة الحماية الغير كاملة ضد الأعطال الأرضية ، يستخدم ما يسمى بالحماية الكاملة للمولدات 100% Generator Protection. والفكرة المبسطة لها تظهر بوضوح من الشكل 6−11 . فالمولد هنا يتم تأريضه من خلال محول تأريض Earthing Transformer ، وفى الجانب الآخر لهذا المحول يركب مصدر توليد تردده مختلف عن 50 Hz(يمكن استخدام التردد العالي أو المنخفض) ، المهم هو استخدام تردد مختلف عن الـ 50Hz حتى يمكن التفرقة بين التيار المسحوب من المصدر الجديد والذى بناء على قيمته سيتم تحديد مكان العطل ، وبين أى تيار أخر راجع من خلال الأرض نتيجة Leakage Current or Unbalance Loads.

ولنفرض أننا نستخدم مصدر عالى التردد ، فعند حدوث عطل قريب من نقطة التعادل ، فإن المقاومة المكافئة التى يراها مصدر التيارات عالية التردد الذى أضفناه للدائرة تكون صغيرة ، وبالتالى فالتيار المسحوب منه يكون عالياً ، فيظهر جهد محسوس داخل وحدة الوقاية (100% Realy) و تسبب عمل جهاز الحماية.



شكل 6−11 الوقاية الكاملة لملفات المولد

لاحظ أنه فى حالة الأعطال البعيدة عن نقطة التعادل فإن المقاومة المكافئة ستكون عالية ، وبالتالى فالتيار المسحوب من مصدر التيارات عالية التردد سيكون صغيراً ، فلا يحس به الجهاز . لكن عدم اشتغاله لا يمثل مشكلة ، لأن مثل هذا النوع من الأعطال (البعيد عن نقطة التعادل) يمكن اكتشافه بسهولة بواسطة أنواع أخرى عديدة من الوقايات المركبة على المولد مثل Differential Protection أو Earth Fault العادى .

9-6 وقاية العضو الدوار

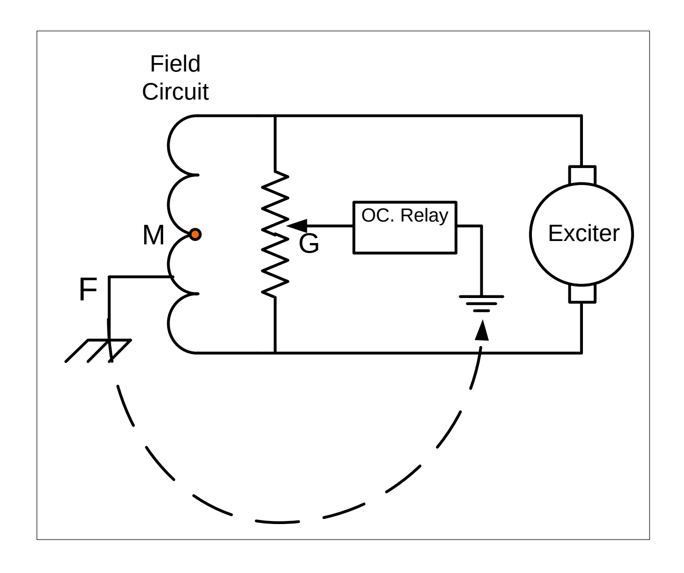
أهم ما يميز الـ Rotor أنه يتغذى من خلال DC System كما تبين فى بداية هذا الفصل ، وعند حدوث تلامس بين ملفه والأرض فإن التيار لا يجد طريقا ليكمل دائرته ، ومن

ثم لا يتأثر بالعطل الأرضى ، لكن إذا حدث عطل أرضى ثانى فستكون مشكلة بسبب مرور تيار العطل بين نقطتى التلامس مع الأرض وهذا ينتج تيار عطل عالى جدا.

ولتجنب هذه المشكلة فإن هناك طريقتان تستخدمان فى حالة وقاية الـ Rotor :

الأولى باستخدام مقاومة عالية توضع على التوازى مع ملف الـ Rotor ، ويوصل أحد طرفى جهاز الوقاية فى منتصفها تماما عند النقطة G كما فى الشكل 6−12 . ففى حالة العطل عند النقطة F مثلا فإن جهاز الوقاية سيكون ضمن دائرة مغلقة تضمه مع نصف المقاومة وكذلك جزء من ملف الـ Rotor مقداره يعتمد على مكان نقطة العطل F على الـ Rotor.

ويعيب هذه الطريقة أنه إذا حدث العطل فى منتصف ملف Rotor تماما عند النقطة M ، فإن فرق الجهد بين نقطة M ونقطة G يساوى صفراً وبالتالى لا يمر تيار بالـ Relay. أما إذا حدث العطل عند أى نقطة أخرى −عدا النقطة M − فسيكون هناك فرق جهد بين النقطتين يسبب مرور تيار لتشغيل الـ Relay.

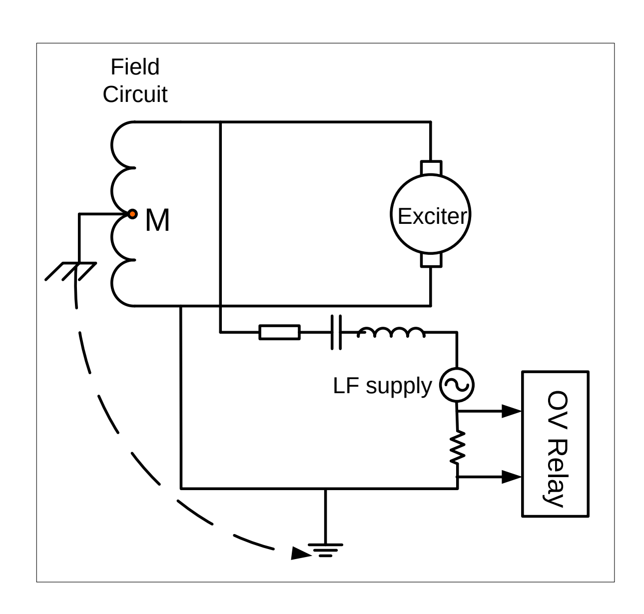


شكل 6−12 الطريقة الأولى لوقاية الـ Rotor

أما فى الطريقة الثانية والتى تظهر فى الشكل 6−13 ، فإن حدوث عطل أرضى على ملف الـ Rotor سيتسبب فى عمل دائرة مغلقة تضم: AC Source + مكثف لتحجيم التيار فى

حالة AC + جزء من ملف الـ Rotor (حسب مكان العطل) + مقاومة يظهر عليها جهد يتناسب مع تيار العطل .

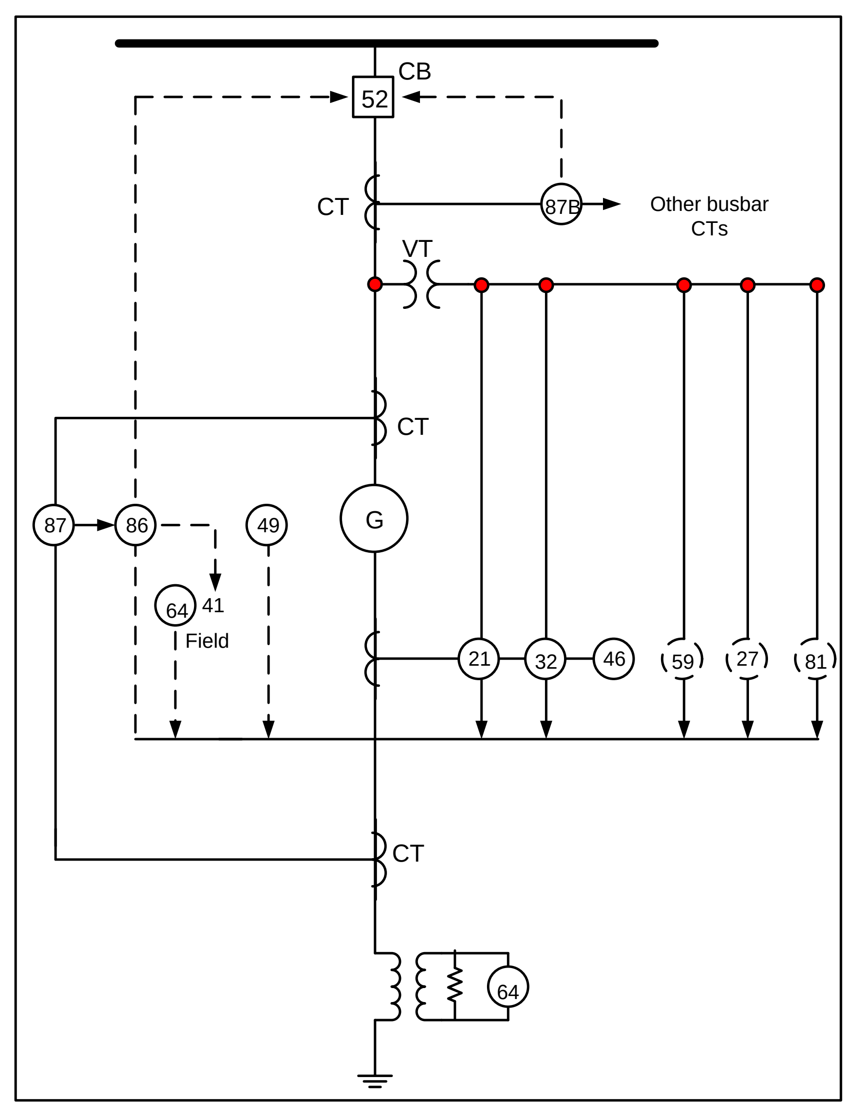
وقد يستبدل مصدر الـ AC injection بآخر من النوع DC وفى هذه الحالة يوضع مقاومة بدلاً من المكثف. وفى كلا الحالتين سيظهر جهد كاف على المقاومة التى يوضع على طرفيها Over-voltage Relay و سيظهر هذا الجهد بين طرفى الـ Relay فى حالة العطل الارضى أياً كان مكان العطل حتى لو كان فى منتصف الملف ، وهو ما يميزه عن الطريقة الأولى .



شكل 6–13 الطريقة الثانية فى وقاية الـ Rotor

9-6 قراءة المخططات

من أهم المهارات اللازمة لمهندس الوقاية القدرة على قراءة مخططات الوقاية Protection Schemes . وفى هذا الجزء سنعرض لكيفية قراءة مخططات وقاية المولد كما تظهر فى الشكل **6–14** .



شكل 6-14 مخطط أجهزة وقاية المولد

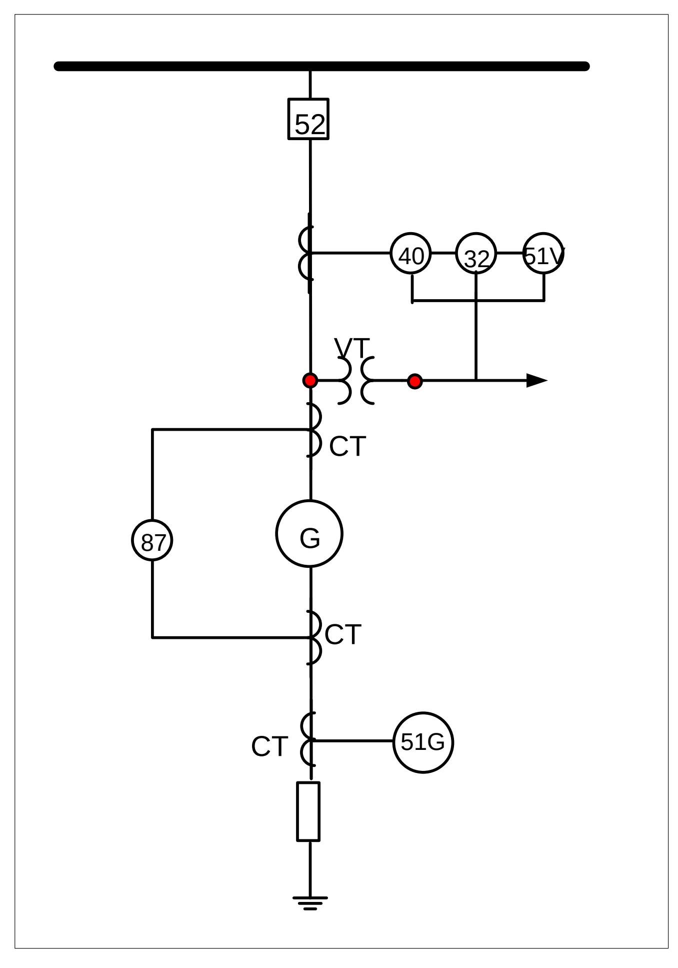
ويتكون المخطط من دوائر تمثل أجهزة الوقاية المختلفة ، واسماؤها تعرف طبقا للجدول 1-1 فى الفصل الأول.

لاحظ أن جهاز الوقاية التفاضلية (87) يزود بمحولى تيار خاصين به ، بينما يتم تغذية باقى الأجهزة من CT ثالث منفصل. كذلك لاحظ وجود VT واحد للجميع.

لاحظ أيضا أن بعض الـ Relays تظهر بخطوط منقطة وتعنى أنها غير أساسية بمعنى أنها قد لا تكون موجودة فى بعض المولدات.

أخيرا ، لاحظ أن جميع إشارات الـ Trip تتجمع فى Auxilary Lock out Relay, 86 ويمثل مكان لتجمع الإشارات ثم تصدر منه إشارة الفصل إلى CB .

الشكل 6-15 يمثل مخطط وقاية مولد متوسط القدرة بينما الشكل 6-14 يمثل مخطط وقاية مولد عالى القدرة.



الشكل 6-15 مخطط مولد متوسط القدرة

أبحاث منشورة

1. M. Gilany, O.P. Malik, A.I. Megahed, "Generator Stator Winding Protection with 100% Enhanced Sensitivity", International Journal of Electrical Power and Systems, Australia, Vol. 24, pp. 167-172, 2002.

2. M. Gilany, Ahmed A Mahfouz, E. Aboul-Zahab," 100% Digital Stator Earth Fault Protection for Synchronous Generators", 5th International Middle East Power System Conference, MEPCON'97, Alexandria, Egypt, pp. 520-524, Jan. 4-6, 1997.

3. C.J. Mozina (Coordinator), IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators, IEEE Tutorial course, IEEE Power Engineering Society Special Pub. No. TP 102, 1995.

4. L.Pazmandi, "Stator Earth-Leakage protection for Large Generators", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No.4, pp.1436-1439, July/August 1975.

5. R.L.Schlake, G.W.Bukely, and G.Mcpherson, "Performance of Third Harmonic Ground Fault Protection Schemes for Generator Stator Windings", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No.7, pp.3195-3202, July 1981.

6. A.I. Megahed, and O. P. Malik "Experimental Testing of a Neural Network Based Digital Differential relay for Synchronous Generators", IEEE Transaction on power Delivery, Vol. 15, No. 1, JANUARY 2000.

الفصل السابع

وقاية قضبان التوزيع

7 الفصل السابع

وقاية قضبان التوزيع

يعتبر الـ Busbar (BB) من أقل عناصر منظومة القوى الكهربية تعرضا لوقوع أعطال عليه ، لكنه فى نفس الوقت يعتبر الأخطر بين كافة عناصر المنظومة ، لأنه عند حدوث عطل أو خطأ ما على الـ BB فإن الحل الوحيد أمام الوقاية الخاصة به هو فصل جميع مصادر التغذية الداخلة عليه وكذلك فصل جميع الأحمال الخارجة منه ، وبالتالى فهو فعلا الأكثر حساسية فى منظومة الوقاية. ومن هنا فيجب توخى الحذر الشديد قبل إصدار قرار بتشغيل وقاية الـ BB .

مع ملاحظة أن تخصيص أجهزة لوقاية الـ BB لا يتم سوى فى الأنظمة الكبيرة فقط بينما يكتفى بالوقاية الاحتياطية لبقية عناصر منظومة القوى للعمل كوقاية للـ BB . علما بأن عدم اكتشاف أعطال الـ BB لا يتسبب فقط فى خسارة الـ BB لكنه يتسبب فى احتراق المحطة بالكامل لأن كافة عناصر المحطة مرتبطة بدرجة ما بالـ BB .

1-7 أنواع الـــــــــ BBs

تتنوع تصنيفات الـ BB حسب وجه المقارنة المطلوب :

1-1-7 التصنيف حسب نوع العزل

فمن حيث نوعية العزل المحيط بالـ BB هناك عدة أنواع :

1. عزل بالهواء وبدون فواصل بين الـ Phases المختلفة
2. عزل بالهواء مع وجود موانع عازلة بين كل Phase وآخر.
3. عزل بالهواء لكل phase داخل Earthed Enclosure .

4. عزل باستخدام SF6 داخل ما يعرف بـ Gas Insulated System أو GIS لكل Phase على حدة ، وهو الأكثر انتشارا فى المحطات الكبرى .

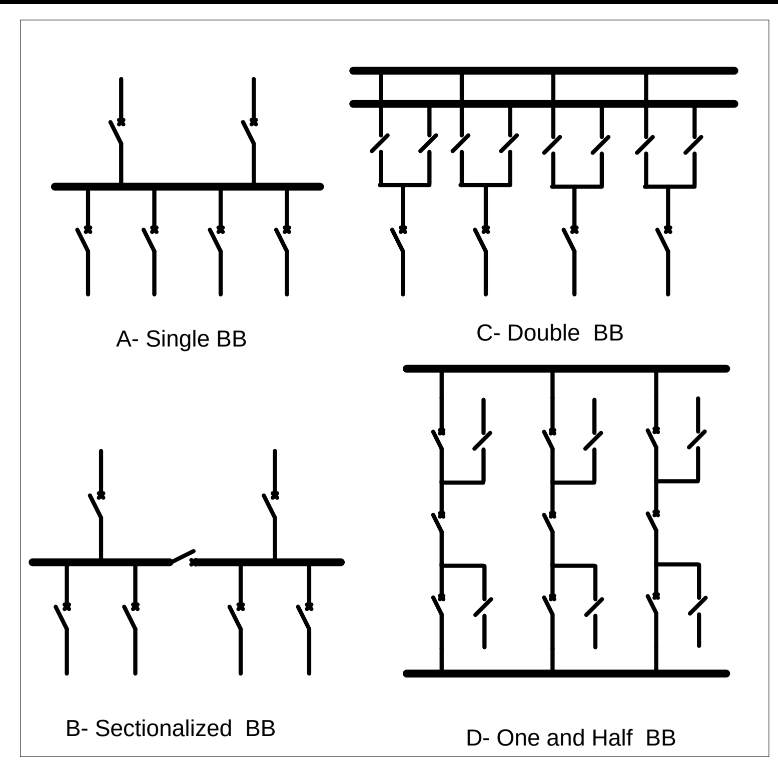
2-1-7 التصنيف حسب عدد الأجزاء

أما إذا أردنا الحديث عن تصنيف الـ BB طبقا لترتيبات الـ BB داخل المحطة فسيكون هناك تصنيف آخر. فنتيجة المشاكل التى ذكرناها فى المقدمة السابقة فقد اعتمدت كافة المحطات الكبرى فكرة تقسيم الـ BB الواحد إلى عدة أجزاء منفصلة عن بعضها وقابلة للربط مع بعضها أيضا بهدف منع فصل المحطة بالكامل بسبب عطل على الـ BB ، وبالتالى نستطيع تقليل حجم الأجزاء التى يتم فصلها. ويراعى أن يتم تغذية الأجزاء المهمة فى المحطة من أكثر من جزء من أجزاء الـ BB لضمان الاستمرارية فى حالة فصل أحد الجزئين.

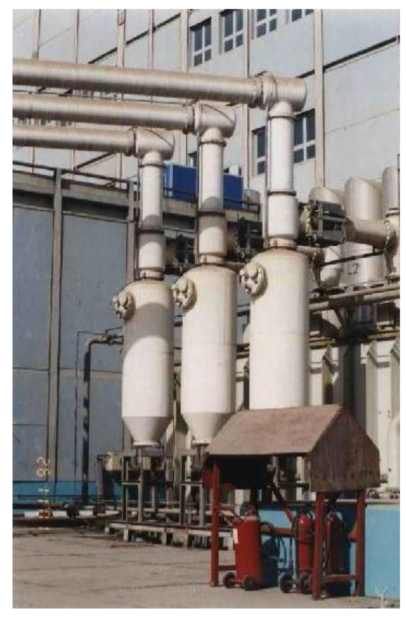
ومن أشهر أنواع الـBB المستخدمة فى المحطات بأنواعها:

A- النوع الأول : Single BB
B- النوع الثانى : Single BB with Bus Section
C- النوع الثالث : Double BB with Bus Coupler
D- النوع الرابع : One and Half

والأنواع المختلفة السابقة تظهر فى الشكل 7-1 . أما الشكل الخارجى للـ BB فغالبا يكون على شكل اسطوانة كما فى الصورة 7-1. .



شكل 7–1 الأنواع المختلفة للـ BB



صورة 7–1 أحدى أشكال الـ BB

3-1-7 التصنيف حسب شكل الموصل

ويمكن تصنيف الـ BB طبقا لشكل الموصل إلى عدة أنواع:

1- النوع المسطح Flat BB وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من المعادلة التالية:

$$I = 7.73A^{0.5}p^{0.39}$$

حيث

A مساحة المقطع

P السمك

2- النوع المفرغ وله سمك (P) ، وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من المعادلة التالية:

$$I = 8.63A^{0.5}p^{0.36}$$

3- النوع المصمت ، وفى هذا النوع يمكننا حساب قيمة التيار الذى يتحمله الـ BB من المعادلة التالية:

$$I = 13.6A^{0.68}$$

وفى كل الحالات السابقة فقد افترضنا أن الارتفاع فى درجة الحرارة يمكن أن يصل إلى 50 درجة مئوية فوق درجة حرارة الجو التى يفترض أنها 40 درجة. ويفترض أيضا أن المعدن المستخدم هو النحاس الذى له Resistively تساوى 1.724 μΩ.m عند 20 درجة مئوية. و يمكن الرجوع لتفصيلات ذلك فى كتب نظم القوى الكهربية.

2-7 أسباب الأعطال

تتنوع أسباب أعطال الـ BB ، فمن واقع المحطات يتبين أن أحد أشهر هذه الأسباب عمليا هو سقوط شئ غريب على هذه القضبان مما تسبب فى حدوث قصر بينها (SC) وغالبا ما يكون ذلك فى المنظومات الصغيرة نسبيا ، أو يكون السبب أحيانا هو نسيان مفتاح التأريض مغلقا بعد الانتهاء من أعمال الصيانة ، أو بسبب حدوث Circuit Breaker Failure أو حدوث انهيار فى محولات التيار.

ويلاحظ أن أعطال الـ BB تتميز بأنها من النوع الدائم وليست أعطالا عابرة وهذا مما يضيف بعدا آخر لخطورة هذه الأعطال. ويترتب أيضا على هذه الملاحظة أن أنظمة وقاية الـ BB يلزم أن تفصل الـ CBs ثم تجعلها فى الوضع Locked بعد فصلها لأنه لا يوجد احتمال أن يكون العطل من النوع العابر Transient Fault .

7-2-1 خطورة القصر فى الــ BB

قبل الدخول فى تفاصيل منظومة الوقاية الخاصة بالـ BB لابد من الإجابة على سؤال هام: ماهى توابع الأعطال فى الـ BB وما مدى خطورتها؟

والواقع أن عطلا على الـ BB يمكن أن يتسبب فى تدمير المحطة بالكامل إذا لم يتم فصله بسرعة ، فمعلوم أن أى سلكين يحملان تيارا شدته (I) بالأمبير ، وبينهما مسافة (S) بالمللى متر، فإنه تنشأ بينهما قوة مغناطيسية (F) تتناسب طرديا مع مربع شدة التيار المار فيهما ، كما تتناسب عكسيا مع المسافة بينهما حسب المعادلة التالية:

$$F_{\max} = 2\frac{I^2}{s} \times 10^{-4} \quad N.m$$

وتتوقف قيمة هذه القوة فى حالة الـ three-phase system حسب الـ Phase الذى حدث عليه العطل ، وهل هو على الطرف الخارجى أم فى المنتصف.

وعند حدوث عطل مسببا تيارا عاليا ، فإن القوة المغناطيسية بين القضبان يمكن من شدة قوتها أن تتسبب فى "**خلع**" القضبان من مسامير تثبيتها فى الـ Switchgear مما قد ينشأ عنه خسائر كبيرة فى المحطة قد تطال للأسف الأفراد المتواجدون بالموقع بالقرب من الـ BB .

7-3 الأساليب المستخدمة فى وقاية الــ BBs

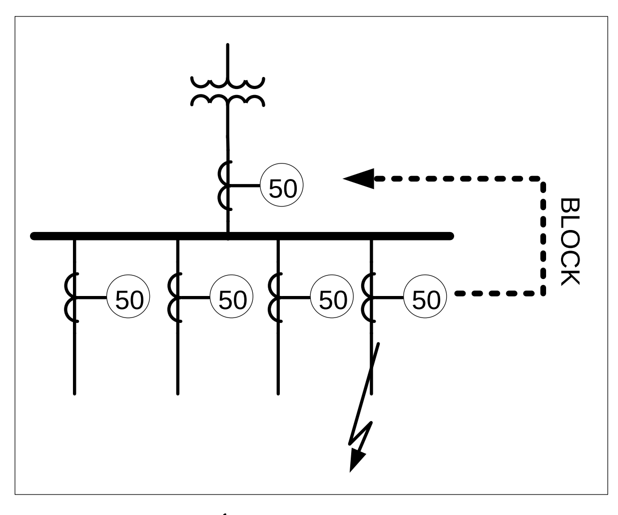
تتعدد الطرق المستخدمة فى حماية الـ BBs طبقا لنوع الـ BB ودرجة التعقيد فى تصميمه ودرجة أهميته. لكن فى كل الأحوال يجب أن تتميز وقاية الـ BB عموما باعتمادية عالية

High Reliability وقدرة عالية على تمييز الأعطال Discrimination والسرعة ، مع التأكد من فصل الحد الأدنى من الدوائر دون التوسع فى الفصل خشية خروج المحطة بالكامل من الخدمة.

7-3-1 الوقاية باستخدام زمن تأخير

ومن أبسط الطرق المستخدمة فى حماية الـ BBs تلك الطريقة التى تظهر فى الشكل 7–2. وتعرف هذه الطريقة بـ Remote Time Delay Protection ، حيث يتم حماية كل خط خارج من الـ BB بواسطة Overcurrent Relay بالإضافة إلى حماية احتياطية للجميع ، وهذه الأخيرة تعتبر رئيسية بالنسبة للـ BB .

وفى حالة حدوث عطل على أحد المغذيات الخارجة من الـ BB فإن جهاز الـ OC الخاص بهذا المغذى يرسل إشارة منع Block لجهاز الـ OC الخاص بالـ BB . وبالطبع يلزم وجود فارق زمنى معقول بين مجموعة الـ OC الخاصة بالمغذيات وبين الـ OC الخاص بالـ BB .



شكل 7–2 الطريقة الأولى

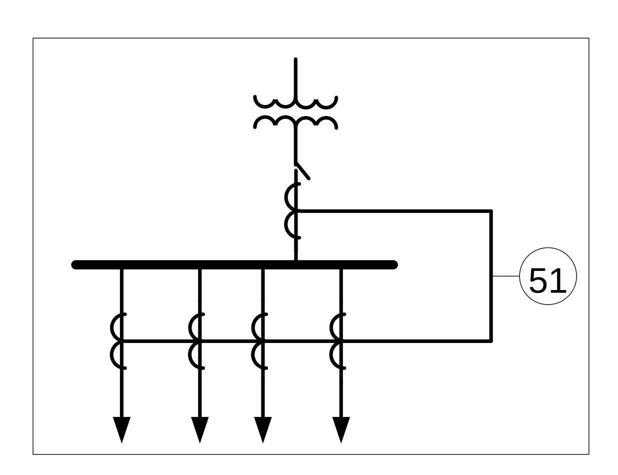
7-3-2 الطريقة الثانية: Differential Overcurrent

باستثناء الطريقة الأولى السابقة ، فإن أغلب الطرق التالية ستعتمد على تطبيق Kirchoff Current Law, KCL والذى ينص على أن مجموع التيارات الداخلة على أى Node لابد

أن يساوى مجموع التيارات الخارجة من هذه الـ Node وذلك بالطبع فى الظروف الطبيعة فقط.

والفكرة المقترحة فى هذه الطريقة تستفيد من هذا القانون. ففى هذه الطريقة لا يتم تغذية جهاز الـ OC بتيار أحد المغذيات كالمعتاد أو حتى التيار الكلى الداخل أو الخارج من الـ BB ، ولكن يتم تغذية جهاز الـ OC الخاص بوقاية الـ BB بتيار يساوى الفرق بين مجموع التيارات الداخلة على الـ BB ومجموع التيارات فى المغذيات المختلفة الخارجة من الـ BB كما فى الشكل 7−3 . وبالطبع وطبقا لـ KCL فإن هذا التيار فى الأحوال الطبيعة سيساوى صفرا. ولن تكون له قيمة إلا إذا حدث عطل على الـ BB فعندها سيختلف مجموع التيارات الداخلة عن التيارات الخارجة. ومن هنا جاءت تسمية هذه الطريقة بطريقة Differential Overcurrent .

لكن بالطبع يعيب هذه الطريقة أن احتمال حدوث Saturation فى محول التيار الرئيسى هو احتمال كبير ، مما يعنى أنه قد يتسبب فى تشغيل خاطئ لوقاية الـ BB.

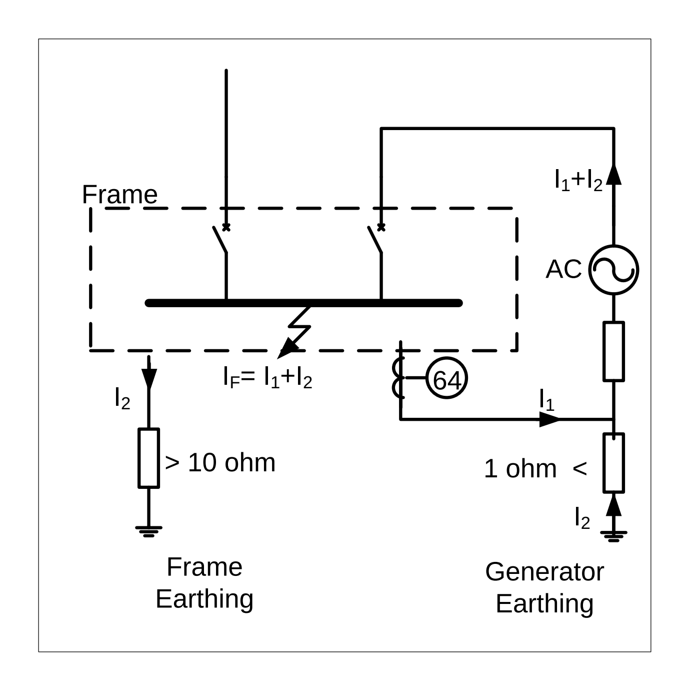


الشكل 7−3 الطريقة الثانية

3-3-7 الطريقة الثالثة : Frame Leakage Protection

وهذه الطريقة من الطرق أيضا البسيطة والاقتصادية فى نفس الوقت ، حيث تعتمد فكرتها على الاستفادة من أن الـ BB موجود داخل Switchgear Frame ، وعند حدوث عطل أرضى على الـBB فإن تيار العطل سيتسرب من خلال هذا الـ Frame إلى الأرض ،

وبالتالى لو وضعنا جهاز حماية من النوع [64] Earth Fault Relay كما فى الشكل 7-4 فإنه يمكنه بسهولة اكتشاف هذا العطل.



شكل 7-4 اكتشاف عطل داخلى بالطريقة الثالثة

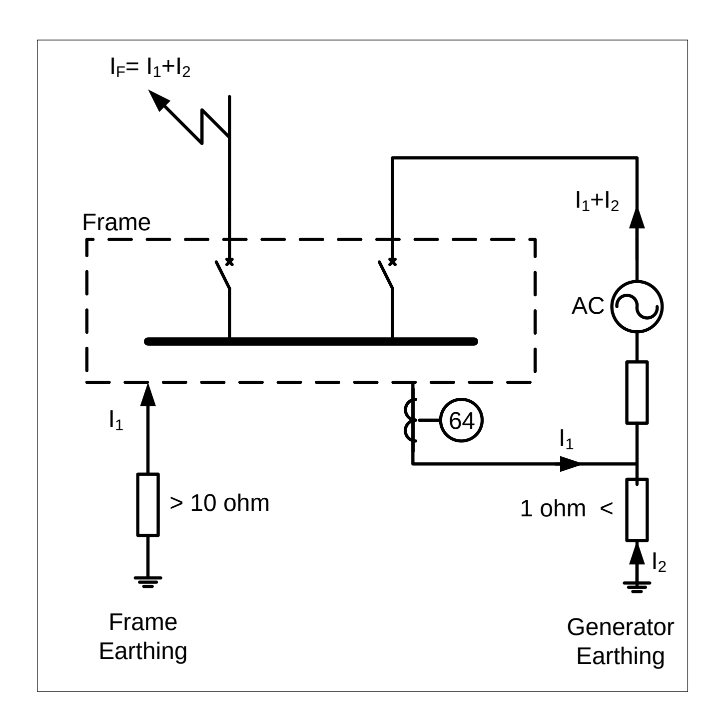
يعيب هذه الطريقة أنها لا تميز بين الأعطال على الـ Sections المختلفة للـ BB إذا كانت هذه الـ Sections موجودة داخل Frame واحد يجمعهم. و يجب فى هذه الطريقة مراعاة ألا يحدث تماس بين مسامير ربط الـ Frame مع حديد تسليح القاعدة الخرسانية التى سيوضع عليها وإلا فسترتفع قيمة التيار المتسرب فى الظروف الطبيعية.

وأخيرا فهذه الطريقة لا تصلح سوى لاكتشاف الأعطال الأرضية فقط أما الـ Phase Faults فلا يمكنها اكتشافها.

لاحظ أنه فى حالة الأعطال على الـ BB المتصل بمولد له Earthing Resistance متصلة بموصل الأرضى كما فى الشكل 7-4 فإن تيار العطل المتسرب من خلال جسم الـ Switchgear Frame سيتفرع إلى جزئين متجهين إلى الأرض وبالطبع يكون الجزء الأكبر

منهما هو I_1 بسبب صغر مقاومة الأرضى للمولد مقارنة بمقاومة الأرضى للـ Switchgear Frame . ومن ثم يشعر به الـ EF رقم 64.

أما فى حالة الأعطال الخارجية كما فى الشكل 7-5 ، فإنه سيحدث انخفاض قيمة التيار I_1 عن الحالة السابقة ، حيث I_1 فى هذه الحالة هو الجزء المار خلال مقاومة الـ Switchgear Frame ، ثم من خلال الـ Relay أى أنه الجزء الأصغر، وبالتالى فلن يشعر به جهاز الحماية.

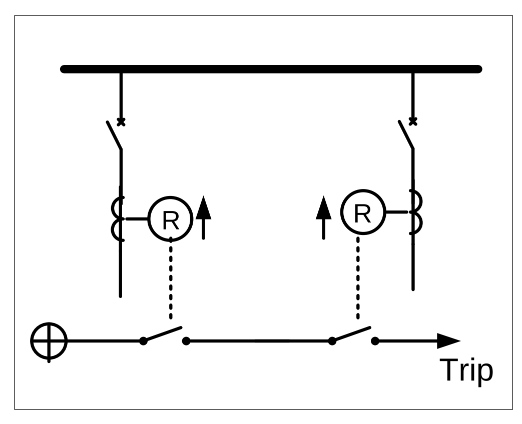


شكل 7-5 تأثير عطل خارجى على الطريقة الثالثة

7-3-5 الطريقة الرابعة Directional Comparison Scheme

هذه الطريقة تعتمد على فكرة منطقية بسيطة وهى أنه فى الظروف الطبيعية فإن اتجاه التيار فى كافة الخطوط الخارجة من أى BB يكون موحدا فى اتجاه الخروج ، وفى حالة حدوث عطل خارجى فسيظل الاتجاه دون تغيير على الأقل فى الخط الذى وقع عليه العطل ، ولكن عند حدوث عطل على الـ BB فإن اتجاه التيار سينعكس إلى الداخل فى جميع الخطوط **بلا**

استثناء ، ويستفاد من هذه الحقيقة فى عمل نظام الوقاية الذى يظهر فى الشكل 7–6 . ومن هذا الشكل يتبين أن إشارة الفصل للـ BB لن تصدر إلا إذا انعكس التيار فى كافة الخطوط بلا استثناء ، وفى هذه الحالة ستغلق كافة الـ Contact points الخاصة بأجهزة الـ Directional Relays المركبة على الخطوط.

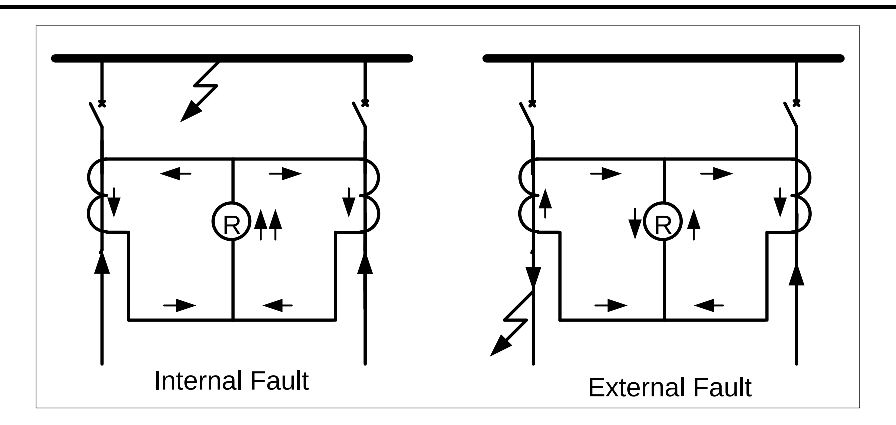


الشكل 7–6 الطريقة الرابعة DCS

4-7 الوقاية باستخدام Differential Protection :

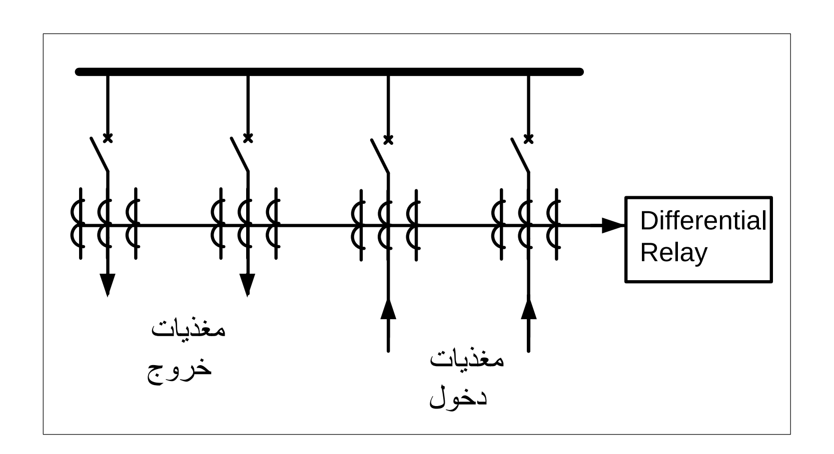
على الرغم من أهمية الطرق السابقة لكن يظل استخدام الـ Differential Protection هو الأكثر انتشارا فى مجال وقاية الـ BB . ولذا سنتعرض له هنا بشئ من التفصيل.

فلو فرض أننا استخدمنا جهاز الوقاية التفاضلية البسيط المعروف باسم Merz-Price كما فى الشكل 7–7 ، فإنه فى حالة الأعطال الخارجية فإن اتجاه التيار سيتنوع بين داخل وخارج كما فى الشكل 7–7 (يمين) ، وبالتالى يصبح الـ Differential Current داخل الجهاز يساوى صفرا ، أما فى حالة الأعطال على الـ BB نفسه فستكون جميع التيارات فى اتجاه واحد (إلى الداخل فقط) ، وبالتالى ترتفع قيمة تيار الـ Relay كما فى الشكل 7–7(شمال) .



شكل 7–7 الوقاية التفاضلية فى حالتى الأعطال الداخلية والخارجية

لاحظ أنه يمكنك استخدام جهاز Differential Relay واحد تتجمع فيه كافة تيارات الخطوط من كافة الـ Phases كما فى الشكل 7–8 . لكن يعيب هذه الطريقة أنها لا تكتشف سوى الأعطال الأرضية فقط.



شكل 7–8 استخدام DR واحد لكل الـ Phases

أما إذا أردت اكتشاف كافة أنواع الأعطال Phase and Earth faults فيجب استخدام جهاز Differential Relay مخصص لكل Phase على حدة.

7-4-1 الوقاية باستخدام High impedance Differential Relay

الطريقة السابقة تمثل الفكرة الأساسية لهذا النوع من الوقاية ، لكنها تعانى من مشاكل عملية عند تنفيذها بالصورة السابقة. ومن أهم هذه المشاكل مشكلة حدوث تشبع Saturation فى أحد محولات التيار CTs بسبب عطل خارجى ليس على الـ BB ، وبالطبع سيترتب على ذلك انخفاض قيمة تيار هذا الـ CT – قد يصل إلى الصفر – فتتغير قيمة Differential Current داخل الـ Relay ، مما يتسبب فى خداع الـ Relay الذى سيعتبر هذا التغير نتيجة عطل داخلى.

ولعلاج هذه المشكلة فقد أجرى تعديل على الـ Differential Relay التقليدى بإضافة مقاومة عالية على التوالى معه كما وضحناه فى الفصل السادس (الشكل 6–5).

7-5 مشاكل عملية مهمة

هناك عدة مشاكل تواجه الـ BB Protection فى الواقع العملى سنتعرض لبعضها هنا بشئ من التفصيل:

7-5 -1 أين نضع الـ CT الخاص بوقاية الـــ BB؟

وهذا السؤال له إجابتان محتملتان:

– فيمكن أن نضع هذا الـ CT فى المنطقة بعد الـCB من جهة الخط كما فى الشكل 7–9.

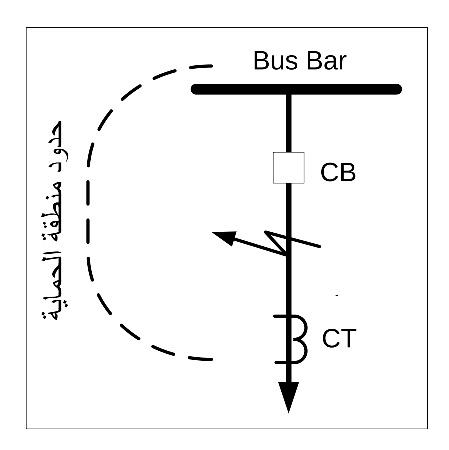
– كما يمكن أن نضعه بعد الـ BB مباشرة وقبل الـ CB كما فى الشكل 7–10.

وكلا الوضعين له ميزاته وعيوبه ، وبالطبع لكل مشكلة حل.

فإذا استخدمنا الطريقة الأولى والتى تظهر فى الشكل 7–9 فإن عطلا فى المنطقة بين الـ CT الخاص بوقاية الـ BB ، وبين الـ CB سيتم اكتشافه بواسطة وقاية الخط وسيتم فتح الـ CB . لكن فى الواقع هناك مشكلة ستحدث إذا لم يتم فصل هذا العطل من الجهة الأخرى للخط ، حيث سيستمر تيار العطل فى المرور إلى نقطة العطل ، وهذا يعنى أن هناك تيارا يمر فى الـ CT الخاص بوقاية الـ BB .

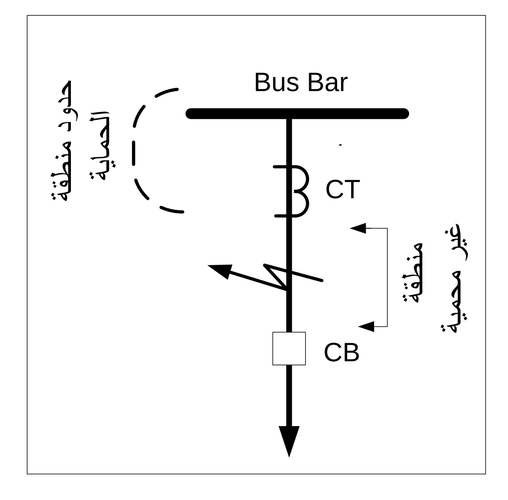
وهذا التيار سيتسبب فى خداع وقاية الـ BB وسيجعلها يصدر إشارة فصل – خاطئة – لفصل الـ BB . وسبب هذه المشكلة واضح: فتيار هذا الخط لا يظهر ضمن مجموع التيارات الداخلة على الـ BB لأن التيار فى الواقع قادم من الجهة الأخرى ، بينما يظهر هذا التيار ضمن مجموع التيارات الخارجة من هذا الـ BB كما ذكرنا.

ولحل هذه المشكلة فإن أجهزة الوقاية الخاصة بـ BB protection يجب أن تستبعد تيار أى خط تكون الـ Contact Points للقاطع الخاص بهذا الخط مفتوحة. وهذا أمر يسهل تنفيذه لأن هذه الـ Contact Points متاحة ويمكن استخدامها ضمن منظومة وقاية الـ BB .



شكل 7- 9 الوضع الأول للـ CT

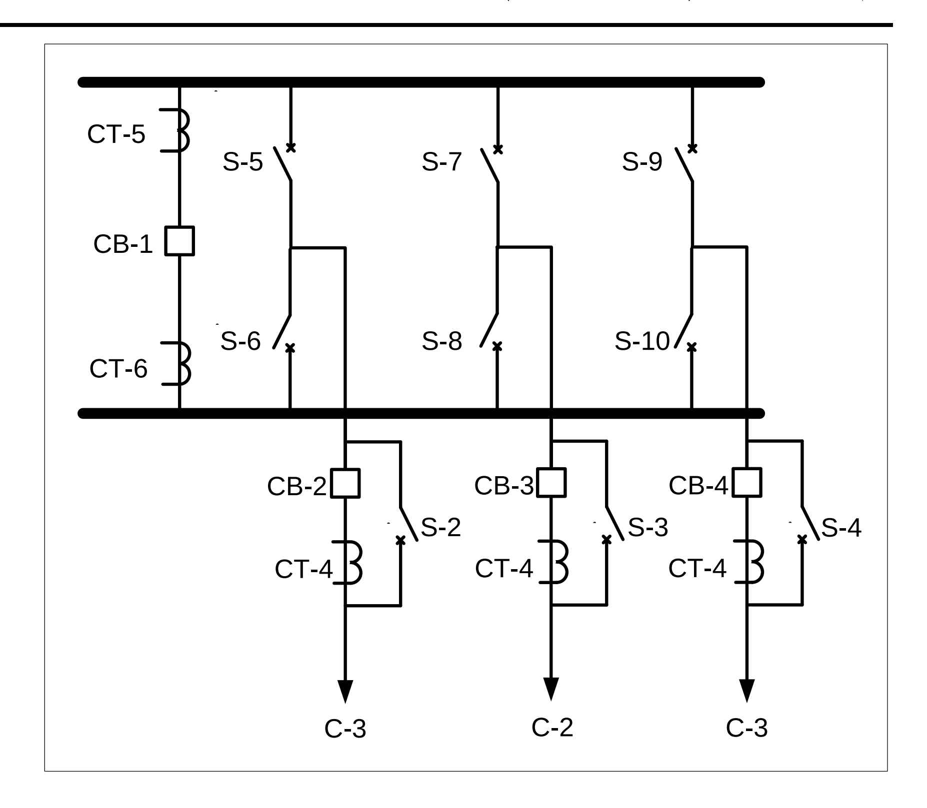
أما إذا استخدمنا الوضعية الثانية للـ CT الخاص بوقاية الـ BB ، والتى تظهر فى الشكل 7-10 ، فتظهر مشكلة من نوع آخر. ففى حالة حدوث عطل فى المنطقة بين الـ CB وبين الـ CT فإن هذا العطل سيستمر فى الوجود حتى لو فتح الـ CB بواسطة الـ Line Protection ، وفى نفس الوقت لن يتم فصله بواسطة الـ BB Protection الذى سيعتبره عطلا خارجيا ، ومن هنا فنحن أمام عطل فى منطقة تسمى Dead Zone . ولتصحيح هذا الوضع فإن هذه المنطقة يجب أن تلحق بحدود منطقة الـ BB Protection . ويمكن تنفيذ هذا الحل عمليا باستبعاد تيار هذا الخط من مجموع التيارات الخارجة من الـ BB بمجرد فتح الـ CB . ويمكن تحقيق ذلك من خلال ارتباط دخول أو عدم دخول تيار أى خط بحالة Contact Points للـ CB الخاص بهذا الخط ، فإذا كان الـ CB مفتوحا فيجب استبعاد قيمة تيار هذا الخط من حسابات الـ BB Protection .



شكل 7–10 الوضع الثانى للـ CT

5-7 – 2 الوقاية فى حالة Switchable BB

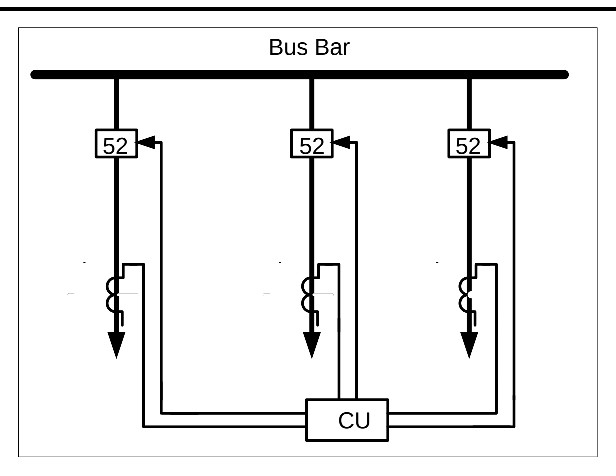
فى حالة وجود خطوط يمكن تغذيتها من أكثر من BB ويتم تغيير طريقة التغذية من BB إلى آخر بصورة متكررة وهى التى تسمى Switchable BB فستحدث مشاكل لوقاية الـ BB ، حيث سيكون على منظومة وقاية كل BB أن تعرف هل هذا الخط أو ذاك يتغذى من خلاله أم من خلال BB آخر؟. وأحد الأمثلة تظهر فى الشكل 7–11. ولعلاج هذه المشكلة فإن تيار CT-2 يدخل مثلا فى حسابات BB-1 إذا كان المفتاح SW-5 مغلقا ، وبالمثل فإن هذا التيار يدخل فى حسابات BB-2 إذا كان Sw-6 هو المغلق ، وهكذا.



شكل 7–11 نموذج لـ BB متغير

7- 6 أفكار جديدة فى وقاية الـــــــــ BBs

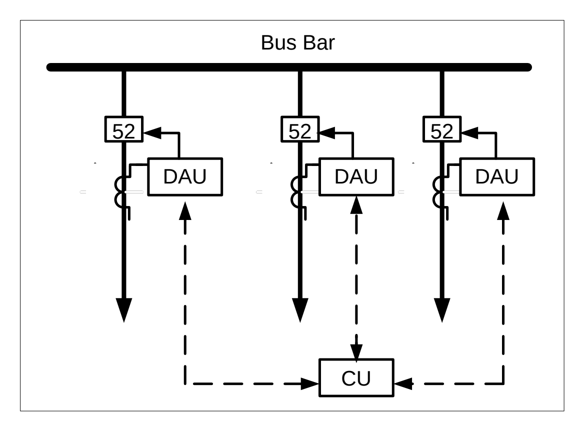
رغم التقدم الكبير فى تقنيات الوقاية بعد ظهور الوقاية الرقمية أواخر السبعينات ، فقد ظلت وقاية الـ BB من أصعب منظومات الوقاية بسبب الكم الهائل من الإشارات المفترض دخولها إلى جهاز الوقاية الخاص بالـ BB ، وبالطبع يشمل ذلك قيم التيارات المختلفة وحالة الـ CBs المختلفة وغيرها من analog and digital inputs وهذا بالطبع يمثل صعوبة فى برامج معالجة هذه الإشارات. والنظام التقليدى يظهر فى الشكل 7–12. حيث تتجمع كافة المعلومات فى Central Unit (CU) .



شكل 7−12 استخدام الـ Central Unit

وهناك نظام آخر أقل تعقيدا ، وهو ما يظهر فى الشكل 7−13. حيث تستخدم Data Acquisition Unit , DAU منفصلة لكل Phase أما الـ CU التى تظهر فى الشكل فوظيفتها تجميع المعلومات المطلوبة من كل الـ DAU لاتخاذ القرار.

ومن الطرق المستخدمة حاليا لعلاج هذه المشكلة استخدام ما يعرف بـ Phase Segregated Busbar Relay ، والفكرة فى هذا النوع هو فصل وقاية كل Phase على حدة ، بحيث لا يتوقف أداء الـ Relay الخاص بكل Phase-A مثلا على المعلومات الخاصة بـ Phase-B أو Phase-C . وبالطبع هذا سيبسط المشكلة ويقلل من حجم المعلومات المطلوبة للوصول إلى قرار.



شكل 7−13 استخدام DAU

ونظرا لضخامة المعلومات التى يحتاجها الـ Relay ، فإننا نلاحظ أن حجم الـ Relay يكون دائما أكبر من حجم أى جهاز مخصص لوقاية أى عنصر آخر كما فى الصورة 7-2.



صورة 7-2 شكل الـ Relay المستخدم فى وقاية الـ BB

أبحاث منشورة

[1] Jiali H., Shanshan L., Wang G., Kezunovic M., “Implementation of a Distributed Digital Bus Protection System”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.12, No.4, October 1997, pp.1445-1451.

[2] Kasztenny B., Sevov L., Brunello G., “Digital Low-Impedance Bus bar Protection .Review of Principles and Approaches”, Proceedings of the 54th Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, April 3-5, 2001. Also presented at the 55th Annual Georgia Tech Protective Re-laying, Atlanta, GA, May 2-5, 2001.

[3] B90 Bus bar Protection Relay, Instruction Manual, GE publication No.GEK-106241, 2002.

[4] Sachdev M.S., Sidhu T.S., Gill H.S., “A Bus bar Protection Technique and its Performance During CT Saturation and CT Ratio-Mismatch”, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.15, No.3, July 2000, pp.895-901.

الملاحق

مقدمة الملاحق

إن القدرة على عمل حسابات Short Circuit تعتبر من الأدوات اللازمة لأى مهندس ، خاصة مهندسى الوقاية. وكما ذكرنا فى الفصل الأول ، فالغرض من منظومة الوقاية هو حماية أجزاء منظومة القوى الكهربية من آثار الأعطال. وعرفنا أن الأعطال يمكن تصنيفها إلى عدة أنواع ، لكن من وجهة نظر حسابات الـ Short Circuit فإن الأعطال تنقسم إلى نوعين : Symmertrical and Unsymmetrical Faults . وكل نوع له طرق خاصة فى حساباته.

وحيث أن الأعطال المتماثلة هى الأسهل من حيث حساباتها ، والأخطر من حيث تأثيرها فقد خصصنا لها هذا الملحق.

أهمية هذه الحسابات

هذه الحسابات أساسية لضمان حسن اختيار عناصر الشبكة المختلفة ، فمثلاً عند اختيار كابل معين لنقل القدرة من مكان لأخر فإننا بسهولة نستطيع حساب قيمة التيار المار فى هذا الكابل.

$$I_{rated} = \frac{P_{rated}}{V_{rated}}$$

وبالتالى يمكن اختيار مقطع هذا الكابل الذى يتحمل هذا التيار بعد اختيارنسبة أمان مناسبة ، وبعد مراعاة الانخفاض المتوقع فى الجهد عليه ، وأيضا مراعاة ما يعرف بـ De-rating factors ، لكن هذا الاختيار سيظل غير سليم حتى نتأكد من أن هذا الكابل يمكنه أيضاً تحمل قيمة تيار القصر المتوقع مروره فى هذا الكابل نتيجة عطل ما. وبالطبع لا نقصد أن يتحمل الكابل هذا التيار بصورة دائمة ولكن على الأقل يتحمله خلال المدة التى يحتاجها نظام الوقاية (Relay time + Circuit Breaker time) حتى يتم فصل الدائرة وقد تصل أحيانا إلى ثانية واحدة . فإذا فشل الكابل فى تحمل هذا التيار خلال هذه الفترة فهذا يعنى أن الكابل سيحترق بمجرد حدوث عطل بالشبكة طالما مر تيار العطل بالكابل المقصود ، وهذا ما يجب تجنبه.

وبالطبع فنحن لن ننتظر حتى يحدث العطل ونعرف قيمة تياره ، بل يجب لتجنب هذه المشكلة استخدام حسابات Short Circuit Methods لتوقع قيمة تيار القصر على أسوأ الأحوال ، وبالتالى نتأكد قبل اختيار الكابل بصورة نهائية أنه لا يتحمل فقط التيار الطبيعى بصورة دائمة بل يتحمل أيضاً تيار القصر للمدة الوجيزة الكافية لفصله بواسطة أجهزة الوقاية ، وهذا الكلام ينطبق على القواطع Circuit Breakers ، وعلى كل عنصر أخر بمنظومة القوى الكهربية ، ومن هنا يمكننا فهم أهمية موضوع حسابات تيار القصر.

وهناك وجه آخر لأهمية هذه الحسابات وهو خاص بتناسق عمل أجهزة الوقاية Coordination فهو يحتاج بدرجة أساسية إلى معرفة قيمة أقصى تيار للعطل فى كل منطقة حتى يمكن تحقيق التناسق.

A

الملحق الأول

حسابات الــقصر للأعطال المتماثلة

هى نوع واحد فقط من الأعطال وهى حالة 3-Line-to-Ground ، ورغم أنه الأخطر لأنه الأعلى فى قيمة تيار العطل لكن لحسن الحظ هو الأسهل فى طرق الحساب ، حيث أن قيمة التيار تتشابه فى الـ Phases الثلاثة. ومن هنا فعند عمل هذه الحسابات لمعرفة قيمة التيار فى الـ Phases الثلاثة فإنه يكفى التعامل مع الشبكة كـ Single Line Diagram ومن هنا قلنا أنها الأسهل من حيث طريق الحسابات.

وهناك العديد من البرامج الجاهزة التى تقوم بعمل هذه الحسابات بسرعة، لكن المشكلة أنها ربما لا تكون متاحة للعديد من المهندسين ، كما أن الظروف قد تحتم عمل حسابات سريعة يدويا لدراسة مشكلة محددة فعندها يلزم للمهندس المحترف أن يكون جاهزا لذلك.

والطرق المشهورة والمعروفة لهذه الحسابات لها قدرة محدودة عند الاستخدام يدويا ، فلا يمكن عمليا مثلا استخدامها لحل شبكة مكونة من مائة نقطة ، ففى الغالب ستحتاج لعدة ساعات لحلها ، والأسوأ من ذلك أن النتيجة غير مضمونة!!.وفى هذه الملحق سنقدم طريقة غير مشهورة لكنها دقيقة جدا ويمكن استخدامها يدويا لحل شبكة مكونة من مئات النقاط ، والأجمل من ذلك أن النتيجة مضمونة الصحة.

طرق حساب قيمة تيارات القصر

قبل عرض هذه الطريقة فإننا بحاجة أولا لمراجعة سريعة لطريقة Per unit المشهورة .

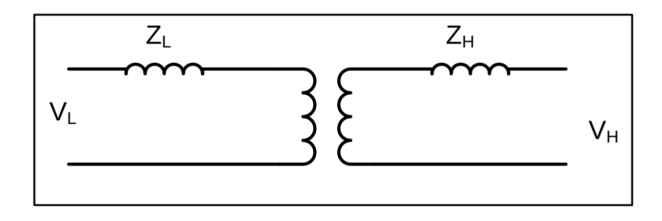
1- طريقة Per Unit

من المعروف أنه لولا وجود المحولات فى الشبكات لما كان هناك إى مشكلة فى حساب Short Circuits لكن المحولات هى مصدر الصعوبة فى حسابات تيارات القصر بالشبكات ، وذلك لسبب واضح وهى أن لها جهدين مختلفين على جانبيها الابتدائى والثانوى ، ومن ثم تنقسم الشبكة فى حالة وجود محول واحد فقط إلى شبكتين وتحتاج لحساب التيارات فى شبكتين وليس شبكة واحدة ، ومن ثم فلك أن تتخيل لو وجد خمسة محولات بالشبكة كيف ستكون حجم العمليات الحسابية على جوانبها. بل إن كل محول يرى الشبكة من ناحية الملفات الابتدائية بقيمة مقاومات مختلفة عن قيمتها من جهة الملفات الثانوية.

أما لو خلت الشبكة من المحولات فستصبح مثل أى دائرة كبيرة عادية يمكن إيجاد المقاومة المكافئة لها بمجموعات حسابات بسيطة للمقاومات على التوالى والمقاومات على التوازى أو باستخدام طرق الحل المشهورة مثل Supper position أو Thevenen.

وأحد الطرق المشهورة للتخلص من مشكلة المحولات هى طريقة Per Unit . والأسس المرجعية لهذه الطريقة بسيطة جداً فإنك لو قلت أن زيدا (165 سم) طويل فربما كنت تقارنه بعمرو الذى لا يزيد طوله عن (150سم) لكن سيجئ آخر ويقول إن زيدا قصير جداً لأنه قارنه بأحمد الذى يبلغ 180 سم ، وهكذا سيختلف الناس فى الحكم على شخص واحد لأن المرجعية عندهم مختلفة. أما لو تم تحديد المرجعية وقلنا مثلاً :أن الطول القياسى هو 160سم فعندها لن يختلف أحد أن أحمد طويل فعلاً وأن عمرو قصير.

وعلى نفس هذا المنوال تم حل مشكلة المحولات فى طريقة الـ Perunit . فلو نظرنا للمحول فى الشكل 1 سنجد أن له معاوقة Z_H وهى معاوقة المحول منسوبة للـ High V. Side وهى تختلف عن المعاوقة Z_L المنسوبة للـ Low Side . فأيهما سنأخذها فى الاعتبار عند حل الشبكة؟ .



شكل 1−

الجواب: لا هذه ، ولا تلك ، بل سنأخذ فى الاعتبار قيمة جديدة اسمها $Z_{p.u}$ وسنثبت هنا أن هذه القيمة لو نظرت إليها من الجانب الثانوى للمحول ستعطيك نفس القيمة التى يراها المحول من الجانب الابتدائى.

وتعرف $Z_{p.u}$ بأنها:

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{Base}}$$

وتعرف Z_{Base} بأنها

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}}{I_{Base}}$$

و V_{Base} للجانب الابتدائى هى V_H أما للجانب الثانوى هى V_L . والكلام ينطبق تماما على I_{Base}. ولعمل مرجعية واحدة لكل عناصر الشبكة فإن كل قيم المقاومات فى الشبكة ستحسب بالنسبة لقدرة رمزية تسمى MVA_{Base} ، وبما أنها رمزية فإننا يمكننا أن نفرض لها أى قيمة. ويمكن بسهولة أن نثبت أنه لو فرض أكثر من شخص قيما مختلفة لها فينتج الجميع فى النهاية حلاً واحداً كما سنرى ، لأنها مجرد رقم مرجعى Refernce Value.

وتحسب $Z_{p.u}$ بمعلومية MVA_{base} كما فى المعادلة التالية:

$$Z_{p.u} = Z_{\Omega} \frac{MVA_{Base}}{kV_B^2}$$

وهذه هى المعادلة الرئيسية لهذه الطريقة.

ولنبدأ بتطبيق هذه الطريقة على أصعب عناصر الشبكة وهى المحولات فنحسب $Z_{p..u}$ للمحول.

$$Z_{p.u} = Z_{\Omega} \frac{MVA_B}{kV_B^2}$$

والسؤال الآن هو: ما هى Z_Ω ؟ هل هى Z_L أم Z_H؟. و الإجابة: لا فرق. فإذا استخدم أياً منهما ستعطيك نفس الإجابة. ولنفرض أن Z_Ω هى Z_L مرة و Z_H مرة أخرى ثم نقارن الحالتين معا لنكتشف المفاجأة السارة وهى أنهما متساويتان .

$$\therefore Z_{p.u_1} = Z_L * \frac{MVA_B}{kV_L^2}$$

$$Z_{p.u_2} = Z_H * \frac{MVA_B}{kV_H^2}$$

$$\frac{Z_{p.u_1}}{Z_{p.u_2}} = \frac{Z_L}{Z_H} * \frac{kV_H^2}{kV_L^2} = \left(\frac{Z_L}{Z_H}\right)\left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 = 1$$

بمعنى آخر أنك لو استخدمت $Z_{p.u}$ في الحسابات فسيصبح المحول مثل أى عنصر فى المنظومة بمعنى أن له مقاومة واحدة فقط هى $Z_{p.u}$ ، وليس قيمتين كما في الحسابات التقليدية .

إذن فالميزة الأساسية لهذه الطريقة أن صار لنا مرجعية واحدة نرجع إليها قيم كل المقاومات سواء كانت فى الجانب الأول أم الثانى للمحول . وعلى هذا فإذا قيل أن $Z_{p.u}$ للمحول تساوى مثلاً 5% ، فليس هناك معنى أن نسأل أن كانت هذه القيمة هى $Z_{p.u}$ بالنسبة للابتدائى أم الثانوى ، فليس هناك فرق . لكن كل ما هناك أن هذه القيمة محسوبة لقدرة مرجعية معينة وبالتالى فيجب وأنت تقول أن $Z_{p.u.}$ للمحول تساوى 5% أن تذكر كذلك قيمة P_{rated} التى حسبت طبقاً لها هذه القيمة.

<u>وخطوات الحل بهذه الطريقة كالآتى:</u>

1- افترض (MVA (Base موحدة للشبكة. وسنشير إليها بالرمز MVA_B .

2- قسم الشبكة إلى Zones (مناطق) ، وكل منطقة يكون لها جهد مرجعى V_{Base} يساوى جهد المنطقة بمعنى أن V_{Base} فى الجانب الابتدائى هى V_H ، بينما V_B فى الجانب الثانوى هو V_L.

3- احسب قيم المقاومة لكل عناصر الشبكة منسوبة للقيم المرجعية الجديدة (V_B) & MVA_B وذلك باستخدام إحدى المعادلتين:

$$X_{p.u} = X_{\Omega} \frac{MVA_B}{kV_B^2} \quad (1)$$

$$X_{p.u_{new}} = X_{p.u_{old}} \frac{MVA_{B_{new}}}{MVA_{B_{old}}} \quad (2)$$

4- احسب المقاومة المكافئة X_{eq}. بطرق تبسيط وحل الدوائر المعروفة بدءً من مصدر التغذية حتى نقطة العطل حتى تصبح الدائرة تكافئ مقاومة واحدة فقط.

5- احسب قيمة تيار العطل باستخدام القوانين التقليدية

$$I_{s.c} = \frac{V_B}{R_{eq}}$$

6- احسب قدرة القصر $MVA_{s.c}$

$$MVA_{s.c} = \sqrt{3}\, kV_B * kI_{s.c}$$

ويعيب هذه الطريقة – كما هو معروف – أنها لا تصلح سوى للشبكات الصغيرة ، حيث أن الخطوة الرابعة فيها تتطلب تبسيط الدائرة إلى مقاومة واحدة فقط ، وهذا ليس سهلا فى حالة الشبكات المعقدة.

2 - طريقة MVA Method

هذه الطريقة وإن كانت غير مشهورة لكنها سهلة وسريعة ، و سنعرضها هنا بدون الدخول فى إثبات رياضي ، ويمكن للقارئ حل أى شبكة بطريقة Per Unit ثم يعيد حلها بطريقة MVA method للتأكد من صحة الطريقة وسهولتها.

وعلى عكس طريقة Per Unit فإن هذه الطريقة لا تحتاج إلى افتراض MVA_B موحدة للشبكة ، بل تحسب لكل عنصر قيمة تسمى M طبقاً للقدرة المقننة Rated Power لهذا

العنصر. كما تختلف هذه الطريقة عن طريقة Per Unit فى أن عدد خطوات الحل القليلة جداً.

الخطوة الأولى

الخطوة الأولى فى هذه الطريقة هو حساب قيمة M لكل عنصر من عناصر الشبكة كما يلى:

أولا بالنسبة للمولدات – المحولات – المحركات:

نظرا لأن هذه العناصر تكون قدرتها المقننة (rated power) معروفة ، كما أنه يمكن من لوحة بيانات هذه العناصر معرفة X_{pu} ، وبالتالى فإن المعادلة التالية تكون مناسبة لحساب M الخاصة بهذه العناصر

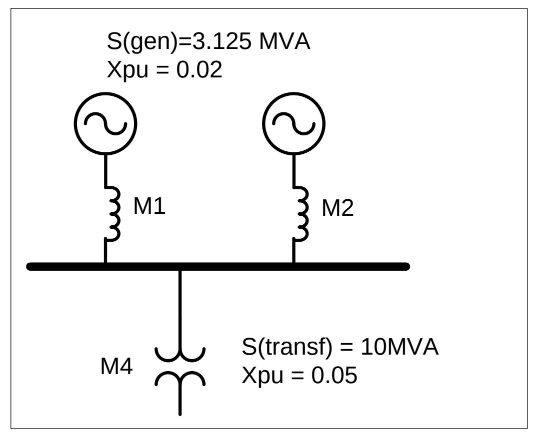
$$M(gen, motor, transf) = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} \qquad (3)$$

على سبيل المثال ، لو فرضنا وجود مولدين متماثلين موصلين على التوازى كما فى الشكل – 2 ، و قدرة كل منهم 3.125 MVA ، وبفرض أن X_{gen} لكل مولد تساوى 0.02 pu ، فإن قيمة M لكل مولد منهم تساوى

$$M1 = M2 = \frac{3.125}{0.02} = 156.25\, MVA$$

ولو فرضنا كما فى الشكل–2 أن المولدين يغذيان محول بقدرة 10 MVA فإن M الخاصة بالمحول (M4) تحسب كما يلى

$$M4 = \frac{10}{0.05} = 200\, MVA$$



شكل – 2

لاحظ الفرق الأول بين هذه الطريقة وبين طريقة Per unit المعروفة ، وهو أننا هنا لا نحتاج لاستخدام MVA_B موحدة للشبكة ، ولكن كل عنصر تحسب M الخاصة به بنفس قيمة القدرة المقننة الخاصة به.

<u>ثانيا بالنسبة للكابلات:</u>

فى الغالب تكون المعلومات المعروفة للكابلات هى قيم المقاومة بالأوم ، ولذلك فمن المناسب استخدام المعادلة التالية لحساب قيمة M الخاصة بالكابلات:

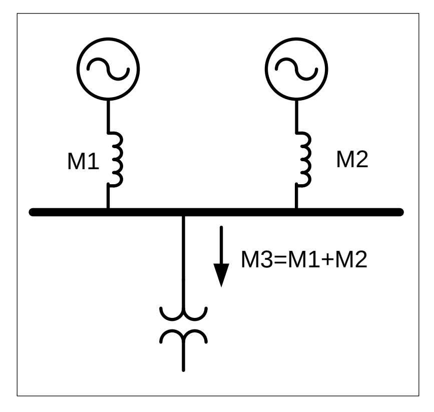
$$M_{cable} = \frac{(KV)^2}{X_c(\Omega)} \qquad (4)$$

الخطوة الثانية

وفى الخطوة التالية يتم حساب القيمة المكافئة لمجموعة قيم M على النحو التالى:

1– القيمة المكافئة لمجموعة M التى تظهر فى الرسم موصلة على التوازى تحسب وكأنهم متصلين على التوالى (بمعنى أن M المحصلة لهم تكون المجموع الجبرى لهم) ، كما فى الشكل –3 . حيث M3 هى القيمة المكافئة لـ M1 & M2 .

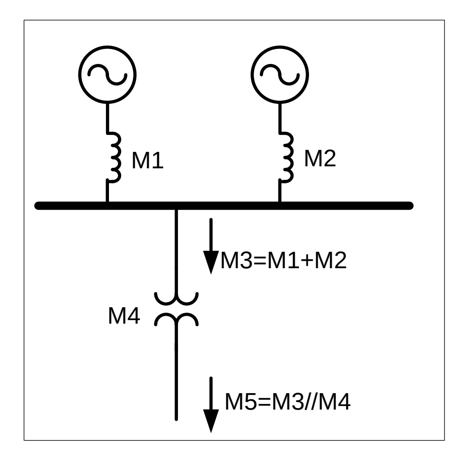
لاحظ أن القيمة المكافئة الجديدة تكتب على نفس الرسم وبدون تبسيط للرسم ، وهذا هو الفرق الثانى عن طريقة per unit التى كانت تختزل الشكل إلى مقاومة واحدة ، أما هنا فالدائرة تظل دون تبسيط.



شكل -3

2- قيم M الموصلة التى تظهر فى الرسم على التوالى تعامل كما لو كانوا موصلين على التوازى . ففى الشكل -4 فإن M3 (القيمة المكافئة للمولدين) ستصبح موصلةعلى التوالى مع M4 الخاصة بالمحول ، و بالتالى فإن M5 (القيمة المكافئة لـ M3 & M4) تحسب وكأنهم موصلين على التوازى:

$$M5 = \frac{M3 * M4}{M3 + M4}$$



شكل -4

الخطوة الثالثة

وهكذا نستمر بنفس الطريقة فى التحرك بدءا من مصادر تغذية الأعطال Generators and Motors باتجاه نقطة العطل ، وفى كل خطوة تظهر قيمة مكافئة جديدة تكتب على الرسم الأصلى ، حتى نصل فى النهاية إلى نقطة العطل ، وعندها ستكون المفاجئة السعيدة وهى أن قيمة M المكافئة التى دخلت إلى نقطة العطل هى نفسها $MVA_{s.c}$ التى نبحث عنها ، ويكون تيار العطل الذى نحث عنه $I_{s.c}$ يساوى

$$I_{SC} = \frac{MVA_{SC}}{\sqrt{3}(kV)^2}$$

حيث أن kV هو جهد المنطقة التى بها العطل.

مثال تطبيقى

مطلوب حساب قيمة تيار القصر المار بكافة عناصرالشبكة المرسومة فى شكل-5 ، وذلك فى حال حدوث قصر عند BB-7 .

1- **<u>الخطوة الأولى :</u>** حساب وتوقيع قيم M على الرسم حسب المعادلة رقم 3و4 لكل عناصر الشبكة (من M2 إلى M14) كما فى الشكل -5.

فبالنسبة للمولدات رقم 2، 3

$$M2 = M3 = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} = \frac{3.125}{0.02} = 156.25\ MVA$$

وبالنسبة للمحولات رقم 7، 13:

$$M7 = M13 = \frac{MVA_{raterd}}{X_{p.u}} = \frac{10}{0.05} = 200\ MVA$$

وبالنسبة للكابلات رقم 4,5,6,12 وجميعها تقع فى منطقة جهد 3.3 kV:

$$M4 = M5 = M6 = M12 = \frac{(kV)^2}{X_c(\Omega)} = \frac{(3.3)^2}{0.018} = 605\,MVA$$

أما الكابلات أو الخطوط رقم 8 ، 9 ، 14 فتقع فى منطقة جهد 400 فولت ، وبالتالى فقيمة M لها تحسب كالتالى

$$M8 = M9 = M14 = \frac{(kV)^2}{X_c(\Omega)} = \frac{(0.4)^2}{0.018} = 8.9\,MVA$$

<u>2- الخطوة الثانية:</u> وفيها يتم حساب قيمة M المكافئة وتوقيعها على الرسم بدءا فى كل مرة من أحد المصادر التى تغذى هذا القصر وانتهاءا بنقطة العطل . على سبيل المثال ففى حالة القصر على BB7 فإن المصادر المغذية لهذا العطل هى Gen-2, Gen-3 , Motor-10, Motor-11 .

لاحظ أن الفرع المنتهى بـ Static Load لن يساهم فى تغذية العطل على BB7 ، وبالتالى فلن نهتم بحساب M القادمة من ناحيته لانها ببساطة تساوى صفرا.

أ. يحسن أن تبدأ بكل فرع Branch منفصل على حدة ، وبعد أن تنتهى منه تنتقل للفرع الأخر وهكذا ، بمعنى أن تبدأ أولا بحساب الـ M المكافئة القادمة من BB-2 والتى سنسميها باسم الـ BB بمعنى أنها تسمى: MB2 ، وهى تمثل فى الواقع مساهمة Gen-2 فى تغذية هذا القصر ، وهى عبارة عن محصلة M2 و M4 المتصلين على التوالى ، وبالتالى فإن MB2 تحسب كالاتى:

$$MB2 = \frac{M2 * M4}{M2 + M4} = 124 \quad MVA$$

ب. وبنفس الطريقة سيتم حساب MB3 وتساوى أيضا 124.

ج. والان نتابع السير فى اتجاه العطل ، فنجد أن MB3 , MB2 يصبان معا فى اتجاه BB6 وهما على التوازى ، وبالتالى فمحصلتهما الخارجة من BB4 تساوى مجموعهما

$$MB4 = MB2 + MB3 = 124 + 124 = 248 \quad MVA$$

د. وبمتابعة السير فى اتجاه العطل نجد أن MB4 ستمر على التوالى بـ M6 ، ثم على التوالى أيضا مع M7 ، وبالتالى فإن MB6 هى القيمة المكافئة لـ MB4, M6, M7 وهم جميعا على التوالى ومن ثم فالقيمة المكافئة لهم تساوى

$$\frac{1}{MB6} = \frac{1}{MB4} + \frac{1}{M6} + \frac{1}{M7} = \frac{1}{248} + \frac{1}{605} + \frac{1}{200}$$
$$\therefore MB6 = 93.6 \quad MVA$$

هـ. أما التغذية القادمة من جهة المحركات فهى قادمة من BB-8, BB-9 ويمثلها على الرسم MB8 , MB9 ، لكن مشاركتهم فى تغذية العطل ضعيفة جدا ويمكن إهمالها.

3- الخطوة الثالثة : الآن وصلنا إلى نقطة العطل من كافة المصادر المغذية له ، ولم يتبق سوى أن نحسب قيمة M المكافئة الداخلة إلى نقطة العطل ، وهى فى الواقع M_{SC} التى نبحث عنها ، وهى فى هذه الحالة تساوى

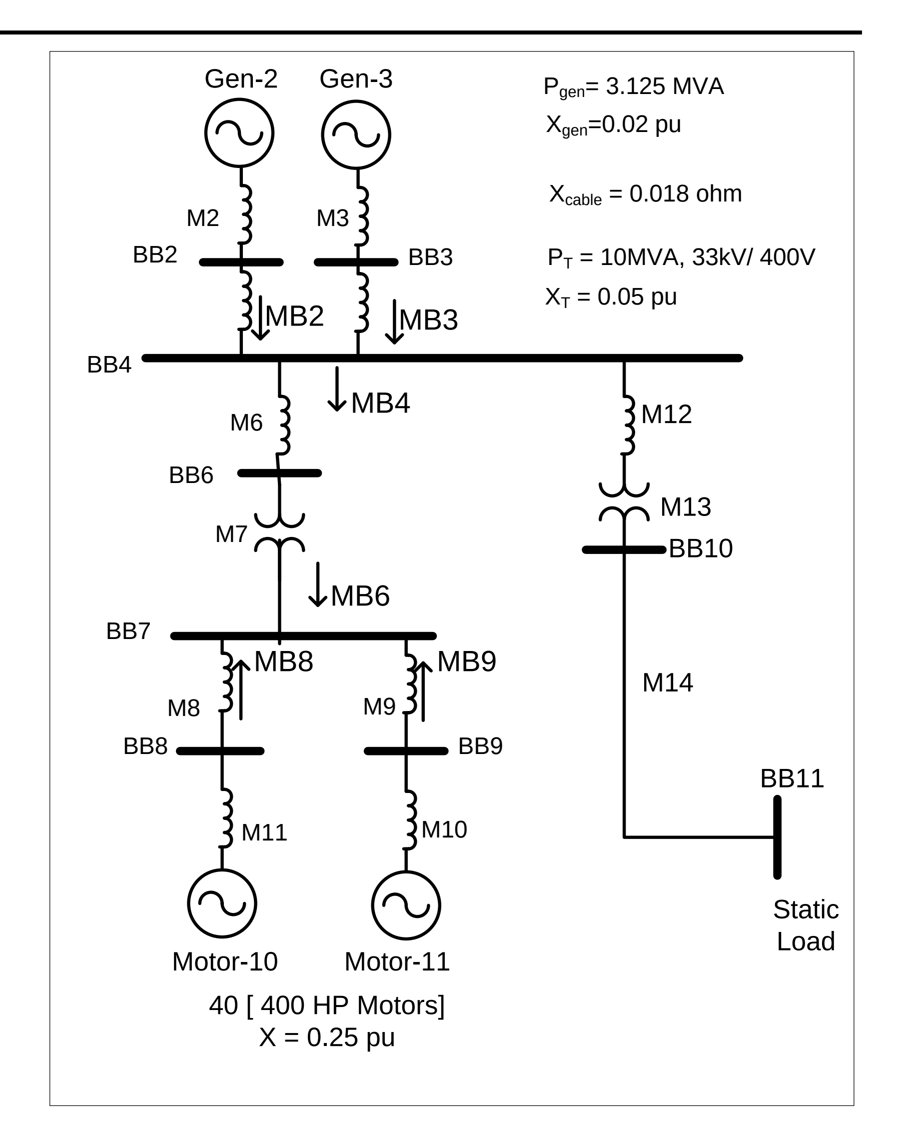
$$M_{SC} = MB6 + MB8 + MB9 \approx 93.6\, MVA$$

أما تيار العطل فيحسب كالتالى:

$$I_{sc} = \frac{MVA_{sc}}{\sqrt{3}V_b} = \frac{93.6 * 10^6}{\sqrt{3} * 400} = 135kA$$

لاحظ أن الحل كله تم على الرسم ودون عمل أى تبسيط للدائرة كما فى طريقة Per Unit. لاحظ كذلك أن هذه الطريقة بالإضافة إلى سرعتها ودقتها فإنها تعطيك القيمة التى ساهم بها كل فرع فى تغذية هذا العطل مباشرة أيضاً من على الرسم.

- ✓ لاحظ أيضا من الحسابات السابقة أن مشاركة المحركات فى العطل صغيرة جدا ولذلك فمن الممكن إهمالها إذا أردنا سرعة أكبر للحل.
- ✓ لاحظ كذلك أن وجود المحولات والكابلات يتسبب فى خفض مستوى Short Circuit فى الأجزاء التى تليها ، بدليل انخفاض مستوى القصر القادمة من المولدات من 248MVA قبل المحولات والكابلات، إلى حوالى 93MVA فقط . ولذلك يجب أن يرسخ فى الذهن أن العطل كلما كان قريبا من المصدر كلما كان أخطر وأعلى فى قيمة الـ SC Current لأن الكابلات تكون قصيرة ولا تسهم فى خفض القصر بصورة مؤثرة.



شكل -5 بيانات المثال التطبيقى

B

الملحق الثانى

حسابات

Unsymmetrical Faults

باستخدام

Symmetrical Components

هناك بعض المواضيع التى إذا لم يتمكن مهندس الوقاية من فهمها بعمق فسيظل دائما عاجزا عن تفسير وفهم ظواهر كثيرة تنشأ بسبب الأعطال .ومن أهم هذه المواضيع موضوع Symmetrical Components ، حيث تكمن أهمية هذا الموضوع فى كونه الطريق الوحيد لفهم توزيعات التيار على الـ Phases الثلاثة فى حالة الأعطال الغير متماثلة Unsymmetrical Faults .

فعند حدوث عطل مثل 1-L-G وليكن على Phase-A ، فدائما يتسائل مهندس الوقاية : هل تتأثر الـ phases الأخري رغم أنها غير مشاركة فى العطل؟ وكم نسبة مشاركتهم؟ بالإضافة إلى سؤال هام آخر عن تأثير نوع المحولات الموجودة بالشبكة (على سبيل المثال ستار/دلتا أو دلتا /ستار إلخ) على قيمة تيار العطل؟. كل هذه الأسئلة وغيرها لا يمكن لمهندس الوقاية من فهم إجاباتها سوى عن طريق فهم موضوع الـ Symmetrical Components .

ملحوظة هامة :

أغلب الحسابات التالية يمكن حسابها بسهولة بواسطة الحاسب الآلى ولكن لا غنى عن فهم على الأقل معانى نتائج هذه الحسابات ..... ولذا فيمكن – لمن يريد – من القراء أن يقفز فوق تفاصيل الحسابات ويصل مباشرة إلى النتائج النهائية والتعليقات عليها.

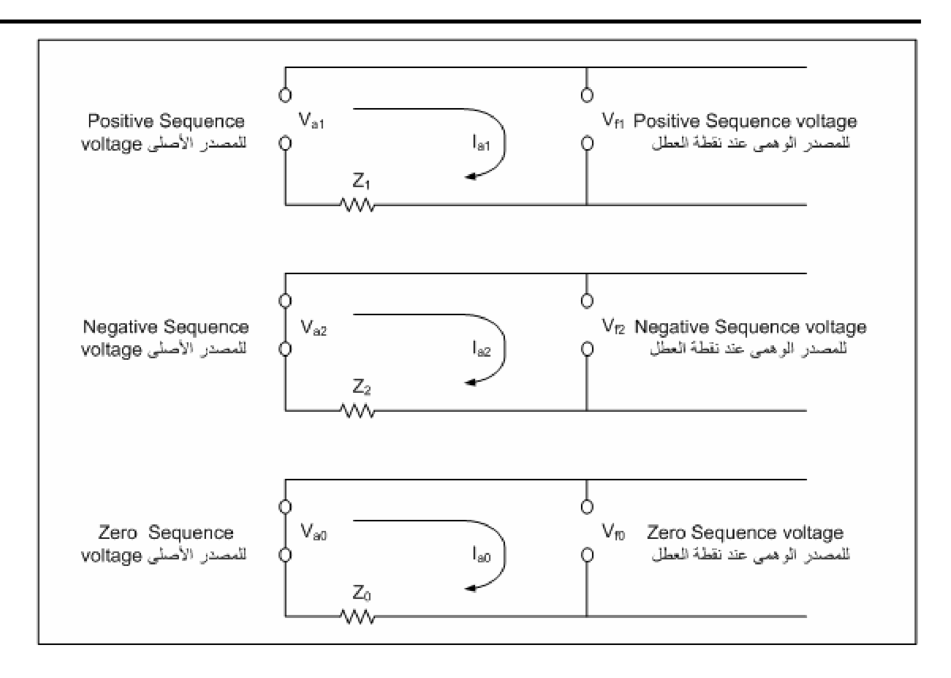
B-1 أساسيات الـ Symmetrical Components

فكرة استخدام هذه الطريقة مبنية على أساس أن كل شبكة غير متماثلة Unsymmetrical هى فى الواقع مكونة من ثلاث شبكات متماثلة ، بحيث أن مجموع الشبكات الثلاث المتماثلة ينتج نفس الشبكة الاصلية الغير متماثلة . وهم :

Positive Sequence Network
Negative Sequence Network
Zero Sequence Network

وكل شبكة من الشبكات الثلاث لها Impedances مختلفة عن الأخرى يعبر عنها بـ Z_1, Z_2, Z_0 على التوالى. وهى قيم مختلفة فى الغالب عن الـ Impedance التى نعرفها ونقيسها.

وعند حدوث Unsymmetrical Fault عند نقطة ما فى الشبكة فإن ثلاثة Sources وهمية ستظهر عند نقطة العطل يرمز لها فى الشكل −1 بالرموز : (V_{f1}, V_{f2}, V_{f0}) . وتسمى على التوالى Positive, Negative and zero sequence voltages . و يظهر كل واحد من هذه الجهود فى الـ sequence network المناظرة . كما ينشأ عن وجود هذه الـ Sources ، وعن وجود الـ Impedances Z_1, Z_2, Z_0 مرور ثلاث تيارات يعبر عنها بـ (I_1, I_2, I_0) كما فى الشكل 1 .



شكل B1 تيار Phase-a فى الشبكات الثلاث

والمفترض أن يكون كل جزء من الشكل السابق مكونا من ثلاث Phases متماثلة طبقا لنظرية الـ Symmetrical Components، ولكن لتبسيط الرسم فقد رسمنا Phase-a فقط ، وبالتالى فهذا الشكل يعتبر Single Line Diagram حيث يظهر فيه Phase-a فقط . بمعنى آخر أنه أصبح لدينا بعد تحليل الشبكة الأصلية الغير متماثلة تسعة sequence currents هم على التوالى :

- I_{a1}, I_{b1}, I_{c1} وهى تيارات تمر فى Positive Sequence Network التى يوجد فيها V_{a1}, V_{b1}, V_{c1} .
- I_{a2}, I_{b2}, I_{c2} وهى تيارات تمر فى Negative Sequence Network التى يوجد فيها V_{a2}, V_{b2}, V_{c2}.
- I_{a0}, I_{b0}, I_{c0} وهى تيارات تمر فى Zero Sequence Network التى يوجد فيها V_{a0}, V_{b0}, V_{c0} .

مع ملاحظة أن Positive Sequence Voltages (or currents) عبارة عن ثلاث Phasors متساويين فى المقدار وبينهم 120 درجة مثل أى Three Phase عادى . وهم متتابعون فى عكس اتجاه عقارب الساعة.

وبالمثل Voltages and currents الموجودون فى Negative Sequence Network فهم أيضا مثل أى Three Phase عادى ، مع فارق واحد وهو أن الـ Phasors الذين يمثلون هذه المجموعة متتابعون فى اتجاه عقارب الساعة.

أما الـ Phasors الموجودة فى المجموعة الثالثة وهى مجموعة Zero Sequence Network فهم متساوون فى المقدار لكنهم جميعا فى نفس الاتجاه .

ولما كان V_{a1}, V_{b1}, V_{c1} الخاصة بـ Positive Sequence Network جميعهم متساوون فى المقدار ومختلفون فقط فى الاتجاه فقد اتفق على كتابة الجميع بدلالة Phase-a كما فى المعادلة :

$$V_{a1} = V_{a1}$$

$$V_{b1} = a^2 V_{a1}$$

$$V_{c1} = aV_{a1}$$

$$where \quad a = 1\angle 120^\circ, \quad a^2 = 1\angle 240^\circ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (1)$$

حيث استعيض عن اختلاف الاتجاه بالمقدار (a)الذى يغير الاتجاه فقط ولا يغير المقدار .

,وبالمثل يمكن كتابة قيم الفولت والتيار فى دوائر Negative Sequence كما يلى :

$$V_{a2} = V_{a2}$$

$$V_{b2} = a \; V_{a2}$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (2)$$

أما Zero sequence فتختلف قليلا عنهما لأن جميع الـ Phasors فى نفس الاتجاه:

$$V_{a0} = V_{a0}$$
$$V_{b0} = V_{a0}$$
$$V_{c0} = V_{a0} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (3)$$

ويمكن بسهولة أن نثبت أن:

$$1 + a + a^2 = 1 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (4)$$

ومن المهم أن نأكد مرة أخرى على أن مجموع التيارات الثلاث $I_{a1}+I_{a2}+I_{a0}$ فى الشبكات الثلاث المفترضة يساوى – بعد جمعهم جمعا اتجاهيا – التيار الأصلى I_a المار فى الشبكة الأصلية. وذلك لأنهم فى الواقع ناتجين من تحليل هذا التيارالغير متماثل.

إذن فالعلاقة بين التيار الغير متماثل المار فى Phase ما وبين مركباته الثلاثة تمثل كما فى المعادلات التالية.

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$
$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0}$$
$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (5)$$

وكما هو واضح فى المعادلات (1و2و3) فان الـ Phasors الثلاثة يمكن التعبير عنهم بدلالة Phase-a فقط ، وبالتالى يمكن إعادة كتابة المعادلة رقم (5) لتكتب على الصورة التالية:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0}$$
$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0}$$
$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (6)$$

ومن أجل التبسيط سنكتفى بكتابة الأرقام 1 و2 و0 فقط للدلالة على الـ Sequences الثلاثة ولن نكتب الحرف a الذى يفهم من الكلام كما فى المعادلات التالية وما بعدها فى هذا الفصل:

$+ \quad I_2 + I_0 \quad I_a = \quad I_1$

$+ \; a \; I_2 + I_0 \quad I_b = a^2 I_1$

$+ \; a^2 \; I_2 + \; I_0$ ……………………………………………(6) $\quad I_c = a \; I_1$

وأخيرا تجدر الإشارة إلى أن قيم الـ Sequence currents I_1 , I_2, I_0 (أو الفولت) يمكن استنباطها من معرفة قيمة التيارات (الفولت) فى Phases الثلاثة طبقا للمعادلات:

$$I_1 = \frac{1}{3}\left(I_a + aI_b + a^2 I_c\right)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}\left(V_a + aV_b + a^2 V_c\right)$$

$$I_2 = \frac{1}{3}\left(I_a + a^2 I_b + aI_c\right)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}\left(V_a + a^2 V_b + aV_c\right)$$

$$I_0 = \frac{1}{3}\left(I_a + I_b + I_c\right)$$

$$V_0 = \frac{1}{3}\left(V_a + V_b + V_c\right) \quad \text{.....................(7)}$$

الخلاصة حتى الآن أنه يمكنك استنتاج قيمة Sequence Currents من معرفة Phase Currents والعكس صحيح . وبالطبع المعادلات السابقة تنطبق تماما على الجهد.

لاحظ أيضا من المعادلة رقم 7– أن تيار الـ Zero Sequence هو التيار الوحيد الذى يمكن بالفعل قياسه مباشرة لأنه مجموع ثلاث تيارات حقيقية. أما التياران الآخران : Positive & Negative sequence currents فهما لا يمكن قياسهما مباشرة بل يلزم عمل دوائر خاصة لقياس هذين التيارين من خلال إجراء تعديلات على دوائر القياس.

B-2 قيمة Sequence impedances

اتفقنا حتى الآن أن أى شبكة غير متماثلة Unsymmetrical يمكن تمثيلها بثلاث شبكات متماثلة هى :

Positive Sequence Network
Negative Sequence Network
Zero Sequence Network

وكل مجموعة من هذه الثلاثة تمثل بشبكة خاصة لها Impedance مختلفة ، وبالتالى فسيكون لدينا ثلاث Impedance مختلفة هم Z_1, Z_2, Z_0 ، وهذه القيم لا تقاس باجهزة القياس العادية ولكنك تحصل عليها من المصنع المنتج . وسنقدم هنا قيم تقريبية لهذه Impedances فى العناصر المختلفة فى منظومة القوى الكهربية ، مع ملاحظة أن قيم المقاومات تكون دائما صغيرة جدا فى أغلب العناصر ويمكن إهمالها للتبسيط .

B-2-1 المولدات المتزامنة Synchronous Generators

من المعروف أن الـ Reactance فى المولد لها ثلاث قيم تتغير مع الزمن وهى :

X_d'' sub-transient reactance
X_d' transient reactance
X_d steady state reactance

والأولى هى القيمة لحظة حدوث العطل وتستمر فترة وجيزة وهى الأصغر فى الثلاثة ، يليها الثانية ثم الثالثة وهى القيمة التى يستقر عليها بعد فترة من حدوث العطل واستقرار قيمة التيار عند حدود معينة.

وقيم المعاوقة تتاثر بعنصر آخر غير الزمن ، وهو نوع المولد ، وهل هو salient Pole أم هو من نوع الـ Round Rotor؟

وعموما يمكن القول أن $X_2 = X_1$ فى حالة Round Rotor ، ويمكن كذلك أن نقول أن القيمتين مختلفتين فى حالة salient Pole لكن الاختلاف بسيط وليس كبيرا ، أما X_0 فهى دائما أقل من X_1 وأقل من X_2 .

B-2-2 خطوط النقل

عموما يمكن أن نقول أن :

$X_1 = X_2 = 0.8$ ohm per mile for Single conductor TL
$X_1 = X_2 = 0.6$ ohm per mile for Bundle TL

أما X_0 فقيمتها مختلفة وغالبا تكون فى حدود X_1 3:3.5 .

B-2-3 المحولات :

القيم الثلاثة للـ X_1, X_2, X_0 غالبا تكون متساوية .

B-3 ماذا يحدث عند حدوث عطل؟

يتسبب حدوث الـ Unsymmetrical Fault فى ظهور ثلاث Sources وهمية عند نقطة العطل :(Positive, Negative, and Zero Voltage) مع ملاحظة أن الـ Sources الأصلية الموجودة بالشبكة لا تنتج غالبا سوى Positive Sequence Voltages ، كما هو واضح فى الشكل B-1. ونتيجة هذه الـ Voltages فإنه يمر ثلاث تيارات مختلفة فى الـ Sequences الثلاث هى على التوالى I_1, I_2, I_0 طبقا لقيمة الـ impedances المكافئة من مكان المصدر حتى نقطة العطل ، والتى تشمل الـ Z الخاصة بالخطوط والمحولات إلخ فى كل Sequence على حدة ، وذلك طبقا لقواعد الـ Reduction المعروفة.

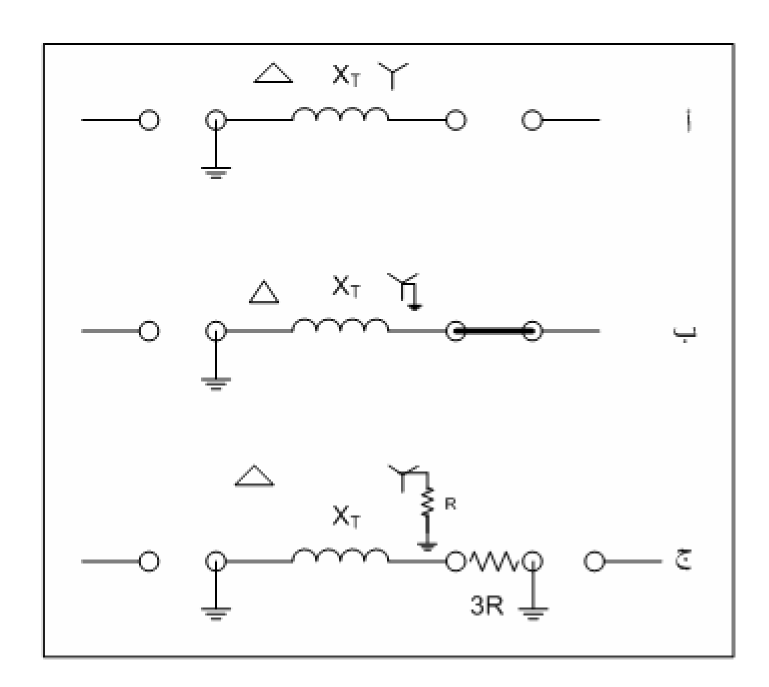
ولكن الجديد فى الأمر أنه فى حالة Zero Sequence Networks فإن نوعية المحولات (هل هو دلتا/ستار أم ستار/دلتا إلخ) ، وكذلك الطرق المختلفة لتأريض نقطة التعادل في المحول ، كل ذلك يلعب دور حاسما فى حساب قيمة Z_0 المكافئة لدائرة Zero Sequence Networks.

B-4 توصيل Z_0 الخاصة بالـ محـولات

من المعلوم أن كل جانب من جانبى المحول له Leakage Reactance وهما X_L, X_H للـ High and Low voltage sides على التوالى ، وأن X_H, X_L يتصلان معا فى الدائرة المكافئة للمحول على التوالى ، ويعبر عنهما دائما بـ $X_{Transformer}$ أو باختصار X_T .

والآن فإن X_T هذه تتصل من خلال طرفيهما (H, L) ببقية الشبكة طبقا القواعد التالية :

1) الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار بدون تاريض" : يترك مفتوحا. (شكل B2 أ)
2) الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار مع تاريض": يتصل على التوالى ببقية الشبكة. شكل B2 ب)
3) الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل دلتا" : يوصل بالأرض. شكل B2)
4) الطرف الموجود ناحية "جانب المحول الموصل ستار و نقطة التعادل له متصلة بالأرض من خلال مقاومة " : توصل هذه المقاومة كما فى الشكل B2ج (بعد ضربها في 3 لأن تيارالـ phases الثلاثة يمر بها) على التوالى مع المقاومتين السابقتين (X_{L}, X_{H} أو التى تسمى أيضا X_{T}).



شكل B2 طرق اتصال Z_0 الخاصة بالمحول طبقا لطريقة تأريضه وطريقة توصيله

وبتطبيق هذه القواعد يمكن بالتالى يمكن فهم كل التوصيلات فى الجدول B-1.

جدول B−1

	Two Winding Transformers		
	Three Phase Connection	Zero Sequence Circuit	Positive or Negative Sequence
a	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H
b	L H Z_{nH}	L Z_L Z_H H $3Z_{nH}$	L Z_L Z_H H
c	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H
d	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H
e	Z_{nL} L H Z_{nH}	L $3Z_{nL}$ H Z_L $3Z_{nH}$ Z_H	L Z_L Z_H H
f	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H
g	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H
h	L H	L Z_L Z_H H	L Z_L Z_H H

B-5 حساب قيمة التيارت

وبعد تحديد قيم X_1, X_2, X_0 إذا أهملنا المقاومات ، فإنه وطبقا لنظرية الـ Symmetrical Components فإن الـ Sequence Networks الثلاثة يتم توصيلها معا بطريقة ما (أحيانا يكون كلهم على التوالى أو كلهم على التوازى أو خليط بين التوالى والتوازى) حسب نوع العطل ، حيث يشترط فى التوصيلة أن تحقق دائما المعادلة رقم 7 كما يلى:

B-5-1 عطل من النوع 1-L-G

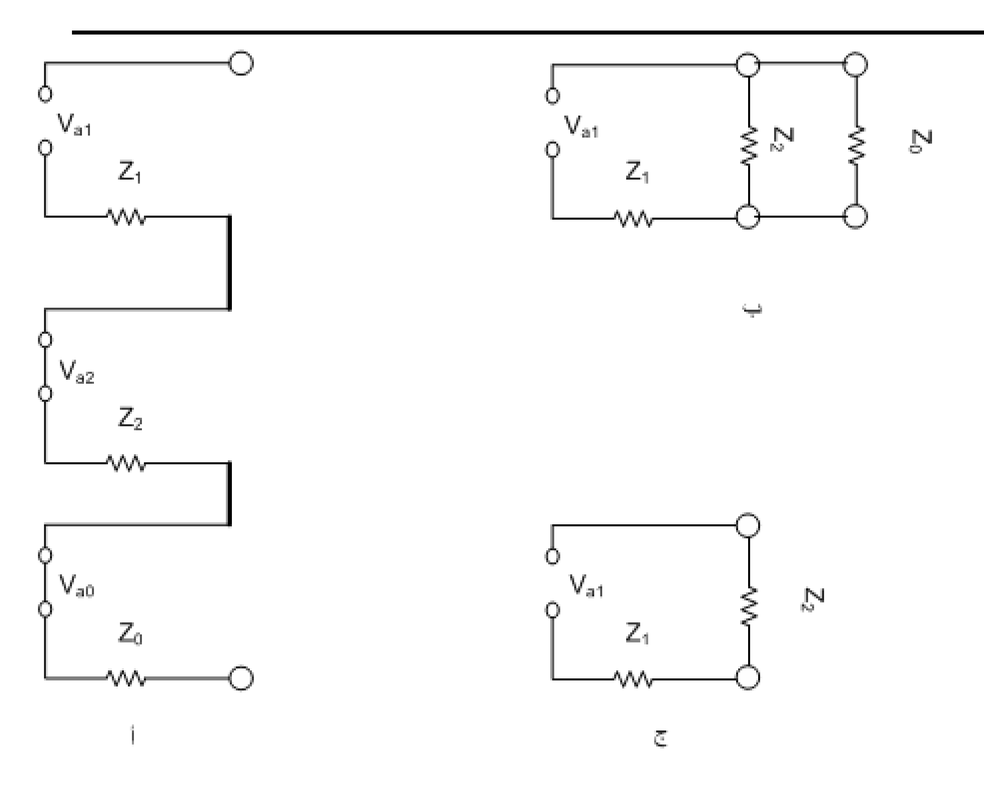
فى هذا النوع من الأعطال تكون $I_b = I_c = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن الثلاث Sequence currents كلهم متساوون أى أن $I_0 = I_2 = I_1$ وهذا يعنى أن الـ Sequences Networks الثلاثة لابد أن يتصلوا على التوالى كما فى الشكل B3أ .

B-5-2 عطل من النوع 2-L-G

فى هذا النوع من الأعطال تكون $V_b = V_c = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن الثلاث Sequence Voltages كلهم متساوون أى أن $V_0 = V_2 = V_1$ وهذا يعنى أن الـ Sequences Networks الثلاثة لابد أن يتصلوا على التوازى كما فى الشكل B3 ب .

B-5-3 عطل من النوع L-L

فى هذا النوع من الأعطال تكون $V_b = V_c$ وكذلك $I_b = - I_c$ مع العلم أن $I_a = 0$ وبالتعويض فى المعادلة رقم 7 سنجد أن $I_1 = - I_2$ وأن $I_0 = 0$ وهذا يعنى أن الـ Zero Sequences غير موجودة وأن Positive Sequence و الـ Negative Sequence متصلين معا على التوازى كما فى الشكل–B3ج.



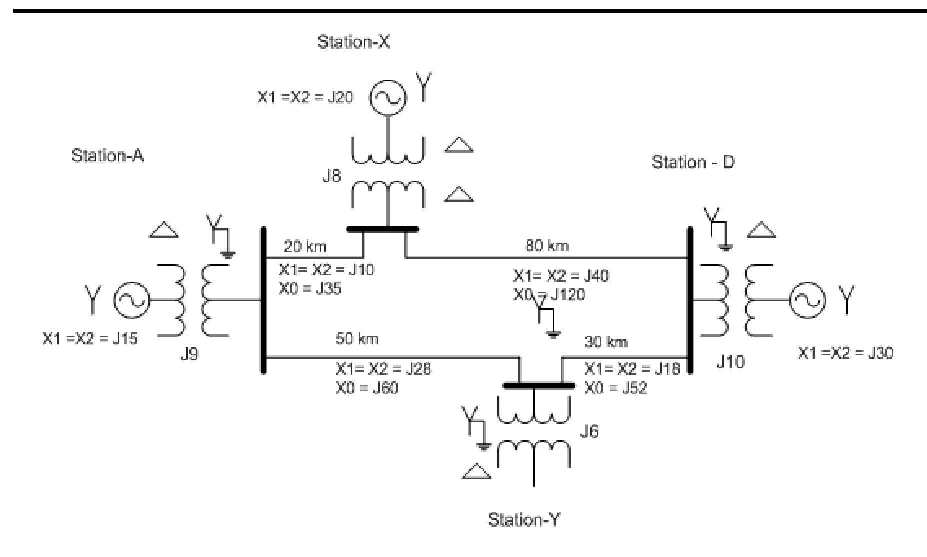
شكل B3 توصيل الـ Sequences الثلاثة فى حالات الأعطال المختلفة

B-6 مثال مفصل

المثال التالى من الأمثلة الهامة ، وهو يشرح بالترتيب المنطقى كيفية حساب التيار فى أجزاء الشبكة المختلفة نتيجة حدوث عطل غير متماثل.

ففى الشكل –4 لدينا شبكة تضم 3 مولدات وأربع خطوط ، وأربع محولات ، بالإضافة إلى Load واحد. و روعى فى المحولات المستخدمة في هذه الشبكة أن تتنوع طرق تأريضها وتتنوع أنواعها.

علما بأن قيم X كلها معطاة بـ percentage ومحسوبة على أساس MVA base = 100 وهى جميعها تقع فى الـ High voltage side للمحولات و بالتالى فالـ Base Voltage = 110kV .



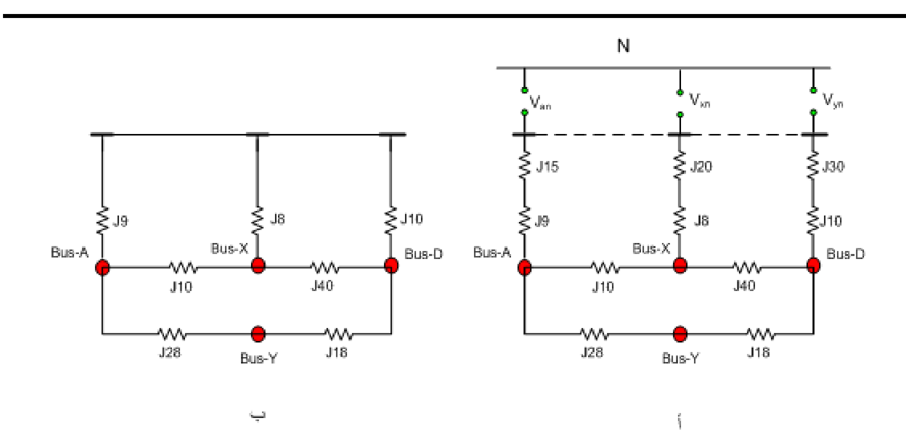
شكل B4

والمطلوب هو حساب تيار العطل وكيفية توزيعه فى حال حدوث عطل1-L-G عند BB-D .

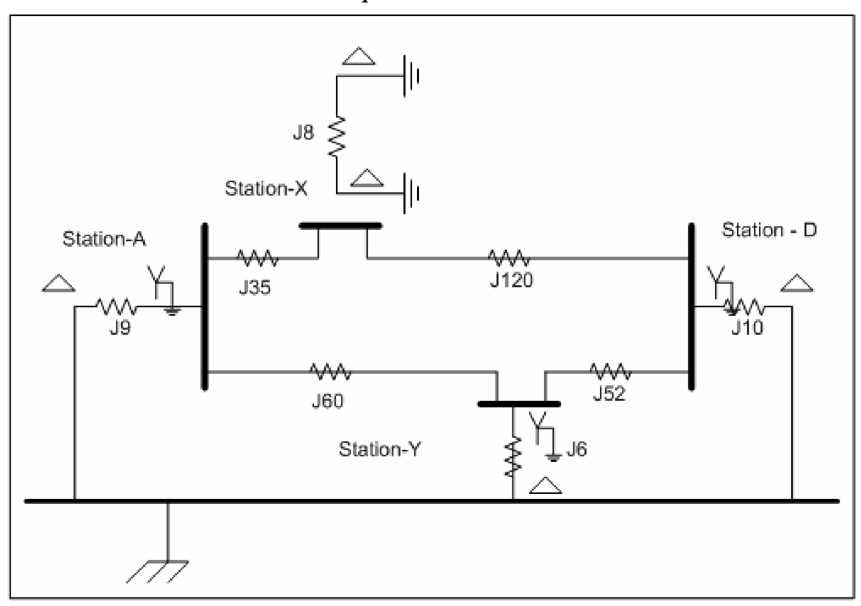
الخطوة الاولى فى الحل دائما هى رسم الشبكات الثلاث : Positive, Negative, Zero Sequence مع ملاحظة أن Positive, Negative Sequence دائما متشابهين تماما ولذا سنكتفى برسم شبكة Positive Sequence كما فى الشكل B5 . وأما شبكة الـ Zero Sequence فتظهر كما فى الشكل B6 .

ومن هذه الشبكات الثلاث سنحاول عمل تبسيط Reduction لها حتى تصبح كلا منها تكافئ Z واحدة موصلة بين الـ Supply الخاص بها وبين نقطة العطل.

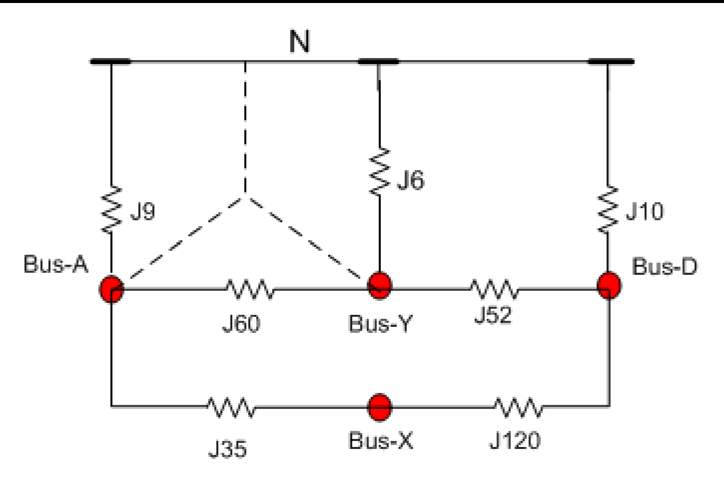
وبالطبع ستواجهنا أنواع مختلفة من العلاقات بين هذه الـ Reactance فبعضها قد يكون على التوالى وبعضها على التوازي وهذه أسهل العلاقات. لكن قد يكون بعض Xs على شكل دلتا. وهذه يجب أن أولا أن تحول إلى ستار لتسهيل عملية الـ Reduction .



شكل B5 شبكة الـ Positive Sequence



شكل B6 أ شبكة الـ Zero Sequence المفصلة

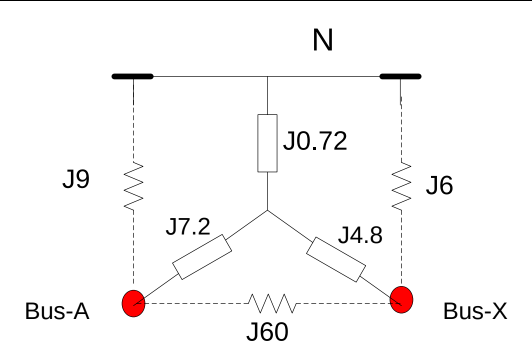


شكل B6 ب شبكة الـ Zero Sequence مرسومة بطريقة أخرى

لاحظ أن شبكة الـ Zero Sequence مرسومة بصورة مفصلة فى الشكل B6أ ، بعد تطبيق القواعد التى ذكرناها سابقا ، وقد تم تبسيطها مبدئيا فى الشكل (ب). وسيتم تبسيطها نهائيا فى الشكل B8.

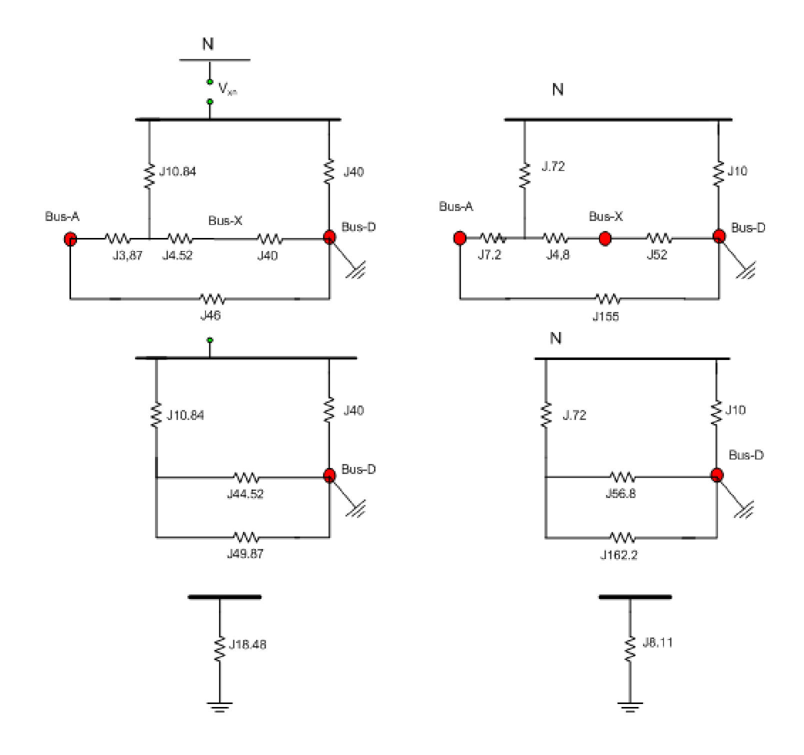
لاحظ –على سبيل المثال – أن X_0 الخاصة بالمحول الموجود فى X– Station قد تم توصيل طرفيها بالأرض ولم تتصل بالشبكة لكون المحول موصل على شكل دلتا/دلتا. وبالمثل يمكن تفسير بقية شبكة الـ Zero Sequence الموجودة فى الشكل B6 ب.

وللتذكير فإن التحويل من دلتا إلى ستار يتم برسم ستار داخل الدلتا المراد تحويلها ثم يكون قيمة Z المكافئة كما فى الشكل B7) .



شكل B7 التحويل من دلتا إلى ستار

بعد هذه التحويلة يصبح أمر التبسيط هينا للوصول الى قيمة مكافئة لكل Positive and Zero sequence Impedances بين نقطة المصدر ونقطة العطل كما فى الشكل B8.



الشكل B8 تبسيط شبكة Positive and Zero Sequence

Zero Seq. : الأيمن

Pos Seq : الأيسر

حساب قيمة التيار

نبدأ بحساب قيمة التيار محسوبا بـ Per unit ، وذلك بتطبيق قانون أوم ، ولكن بعد تحديد الدائرة المناسبة لنوع العطل كما سبق أن بينا فى الجزء B−1 . وحيث أن نوع العطل فى هذا المثال هو SLG فإن الشبكات الثلاث: Positive, Negative and Zero sequence networks جميعهم يوصلوا على التوالى . وبالتالى فإن

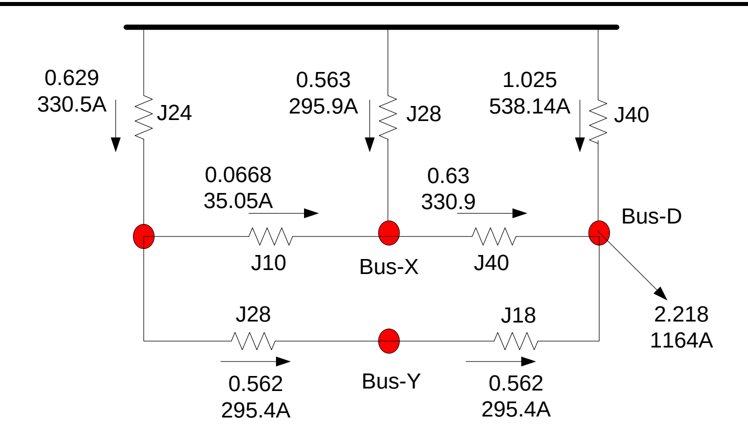
$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{0.184 + 0.184 + 0.081} = 2.22\,pu$$

ولمعرفة قيمة التيار بالأمبير فإننا نضرب القيمة السابقة فى I_{base} :

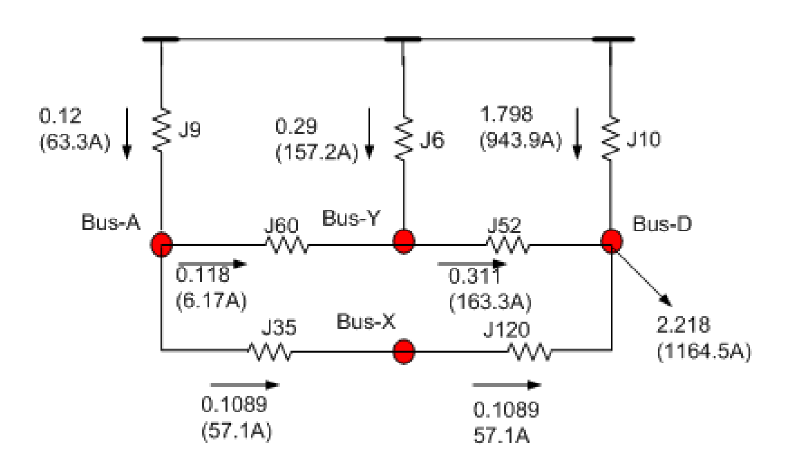
$$base - current = \frac{VAbase}{V_{base}} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 110} = 524.8A$$

هذا التيار يتم توزيعه بين الأفرع المختلفة بالرجوع العكسي فى الخطوات المرسومة فى الشكل 8 لتوزيع هذا التيار بين branches المختلفة والتي سبق أن عملنا لها reduction ، وبالطبع فإن الهدف من ذلك هو معرفة تيار كل فرع ومن أجل معرفة حجم مشاركة كل مولد فى تيار العطل (التيار الأعلى فى الفرع ذى المقاومة الاقل). ولن نخوض فى شرح هذه الحسابات لانها واضحة لكل من عنده أساسيات الدوائر الكهربية.

فى الشكل B9 يظهر قيمة التيار Positive Sequence المار فى كل X وهى معطاة بـ per unit وكذلك بالأمبير ، وبالمثل فإن تيار Zero Sequence يظهر فى الشكل B10.



الشكل B9 توزيع تيار الـ Positive Sequence



شكل B10 توزيع تيار Zero Sequence

وتبقى الخطوة الأخيرة وهى تحويل قيم الـ Sequence Currents إلى Phase Currents ، وذلك بتطبيق المعادلات رقم 7. وبالتالى نصل إلى أن :

$$I_a = I_1 + I_2 + I_0 = 6.66pu = 3493\ A$$
$$I_b = a^2 I1 + a I_2 + I_0 = -I_1 + I_0$$
$$I_c = a I1 + a^2 I_2 + I_0 = -I_1 + I_0 \qquad (8)$$

وحيث أن $I_1 = I_0$ عند نقطة العطل وبالتالى فإنه $I_b = I_c = Zero$ عند نقطة العطل .

ثم يتم بعد ذلك توزيع التيارات على الـ Phases الثلاثة فى كافة فروع الشبكة وذلك بتطبيق المعادلة رقم 6 فى كل فرع على حدة. على سبيل المثال لو أردنا معرفة قيمة التيار المار فى Phase-C من المحطة A إلى Y فما علينا سوى جمع التيار المار فى هذا الفرع فى شبكات الـ Positive, Negative and Zero Sequence . وطبقا للمعادلة–8 فإن مجموع هذه التيارات فى Pgase-C يساوى ($-I_1 + I_0$) . ومن الشكلين B9 و الشكل B10 سنجد أن هذا التيار يساوى (6.1 + 295-) = 289A- وهى نفسها القيمة التى تظهر فى الشكل B11.

وبالطبع نحتاج لمجهود ضخم لحساب تيارات الأفرع فى كافة الـ Phases ، ولكن هذه الحسابات تتم بالحاسب الآلى ولم نعد نحتاج لحسابها يدويا.

ملاحظات هامة:

1) لاحظ أن $I_c = I_b = 0$ عند العطل فقط ، ولكن هذا لا يعنى أنهما يساويان صفر في كل أجزاء الشبكة ، فهذا خطا شائع ، لكن الصحيح أن هناك مشاركات لهذين الـ phases فى العطل من كل مولد كما فى الشكل –11 لكن مجموع هذه المشاركات – عند نقطة العطل فقط – تساوى صفر.

2) لاحظ ان تيار العطل يتجه إلى الأرض عند نقطة العطل الموجودة على BB-D ثم يعود الى الشبكة من خلال نقاط التاريض عند المحطات التى يكون المولد فيها مؤرضا وبالتالى يكون لدينا كما هو معلوم من أساسيات الكهرباء Closed Circuit.

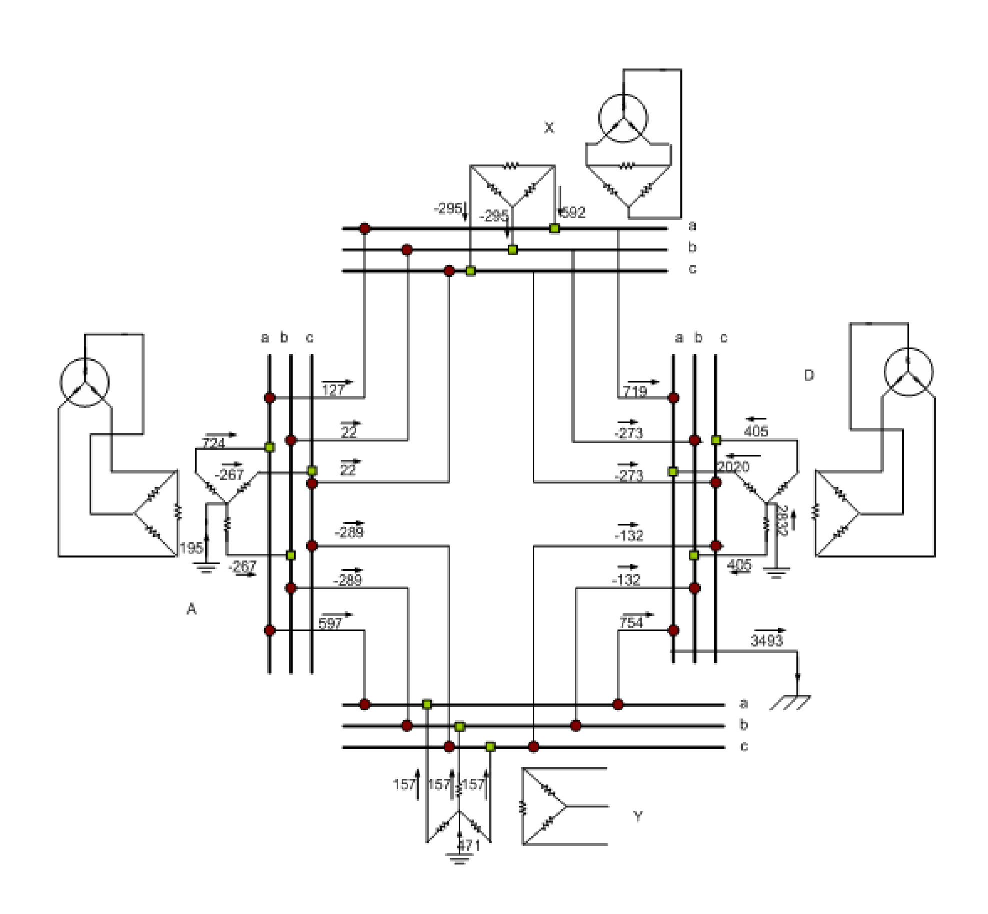
3) لاحظ لو أن المحولات والمولدات لم تكن موصلة بالأرض ففى هذه الحالة لن يمر تيار عطل نظريا لأن الدائرة مفتوحة وهى حالة Isolated System . لكن فى الواقع يمر تيار العطل من خلال ما يعرف بـ Stray Capacitance الخاصة بخطوط النقل لكنه يكون صغيرا ولا يقارن بقيمة تيار العطل فى النظم المؤرضة.

4) ولو جمعت التيارات المارة فى نقاط التأريض للمحولات عند محطات A, B , D سنجدها تساوى تماما التيار الذي خرج إلى نقطة العطل.

5) لاحظ ان Zero Sequence Currents فى جميع المولدات يساوى صفرا بسبب وجود المحولات الموصلة بـ Delta Connection فى جهة المولد .وهذه التوصيلة كما هو معلوم تمنع مرور Zero Sequence Currents .

5) واضح أن المحطة الأقرب للعطل هى التى شاركت نسبة أعلى فى تغذية تيار العطل وهذا شئ متوقع .

6) لا حظ دائما ان التيار المار فى نقطة التأريض لمحول يساوى مجموع التيارات المارة بـ Phases الثلاثة لهذا المحول .



الشكل B11 توزيع تيار الـ Phases خلال الأفرع المختلفة

مراجع عامة

1. Westinghouse Electric Corporation, “Applied Protective Relaying”, Relay Instruments Division, USA, 1982.

2. Anderson, P.M., Power System Protection, MacGraw Hill, 1999.

3. GEC Alsthom T&D, "Protective Relays Application Guide", Third Edition, March, 1995

4. Fitzgerald, A.E., Charles Kingsley. and Umans, S.D., “ Electric Machinery”, McGraw-Hill, 1989.

5. D.Stevenson, "Elements of Power System Analysis", McGraw-Hill , 1982.

6. S.H. Horowitz, A.G. Phadke, “Power System Relaying”, John Wiley & Sons Inc, 1995.

7. A. T. Johns and S. K. Salman , “Digital protection for power systems” , Peter Peregrinus Ltd 1995 .

8. M.S. Sachdev (Coordinator), “Developments in microprocessors-based relays and communication”, IEEE Tutorial Course, 1997.

9. M.S. Sachdev (Coordinator), IEEE Tutorial Course, "Microprocessor Relays and Protection Systems", 88EH0269-1-PWR,1988.

10. Phadke, A.G. and Thorp, J.S. , "Computer Relaying for Power Systems"; Research Studies Press Ltd., London, 1995

11. Wright, A. and Christopoulos, C. "Electrical Power System Protection" ; Chapman & Hall, London, 1993.

12. Blackburn, J. L., "Protective Relaying: Principles and Applications", Marcel Dekker, Inc.. New York, Basel, Hong Kong, 1987.

13. Warrington, A.R.C. "Protective Relays. Their Theory and Practice", Chapman and Hall, Band 1, London, 1962.

14. Mason C.R.: The Art & Science of Protective Relaying, John Wiley & Sons, Inc. New York, London, Sydney, 1956 (sixth re-edition 1967).

15. Gerhard Ziegler, "Numerical Distance Protection", Siemens, Publicis MCD, Munich, 1999.

16- المحولات الكهربية وآلات التيار المستمر – د. محمد أحمد قمر – دار الراتب الجامعى – 1988.

17- هندسة القوى الكهربية – د. آسر على ابراهيم ، د. ابراهيم مجاهد – منشأة المعارف – الاسكندرية – 1987.

وصل اللهم على سيدنا محمد

وعلى آله

وصحبه والتابعين

والحمد لله رب العالمين